

**Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела**

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении (Тюменская область)
УДК 622.243.22:622.143:622.279(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Вафин Ленар Ульфатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна		

Томск – 2018г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность Нефтегазовое дело 21.03.01
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
_____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы
в форме бакалаврской работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2БЗБ	Вафину Ленару Ульфатовичу

Тема работы:

Технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2420 на газовом месторождении (Тюменская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе (наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	Геолого-технические условия бурения скважины на газовом месторождении (Тюменская область) с ожидаемым притоком $Q = 100000 \text{ м}^3/\text{сут}$
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>1 Общая геологическая часть 1.2 Геологические условия бурения 1.3 Характеристики газонефтеводоносности месторождения (площади) 1.4 Зоны возможных осложнений</p> <p>2 Технологическая часть 2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины 2.2 Обоснование конструкции скважины 2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя 2.2.2 Построение совмещенного графика давлений 2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска 2.2.4 Выбор интервалов цементирования 2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины 2.3 Углубление скважины 2.3.1 Выбор способа бурения 2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4 Расчет частоты вращения долота 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6 Расчет расхода промывочной жидкости 2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1 Расчет обсадных колонн 2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины 2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн 2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости 2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора 2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины 2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта 2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя 2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования 2.5 Выбор буровой установки</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>Геолого-технический наряд Компоновка низа бурильной колонны</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	

Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языках:	
1 Общая геологическая часть	
2 Технологическая часть	
3 Сравнительный анализ колонных головок	
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5 Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Пахарев Александр Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Вафин Ленар Ульфатович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Вафину Ленару Ульфатовичу

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	«Нефтегазовое дело» /«Бурение нефтяных и газовых скважин»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Вафин Ленар Ульфатович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Вафину Ленару Ульфатовичу

Институт	природных ресурсов	Кафедра	бурения скважин
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	Бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 2420 м (Тюменская область)
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума. 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 5. Отклонение параметров климата на открытом воздухе. 6. Запыленность загазованность. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы. 2. Электробезопасность. 3. Пожаровзрывобезопасность. 4. Давление. 5. Работа на высоте.
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению 	<p>Воздействие на окружающую среду сводится к минимуму, так как используемые вещества КМЦ, Na₂CO₃, минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью дополнительных средств защиты.</p>

экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	Рассмотрены наиболее характерные ЧС: 1. техногенные (несчастные случаи, нефтегазо-проявления, пожары); 2. природные (наводнения, ураганы, морозы); 3. военные.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД ШБИП	Немцова Ольга Александровна	–		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Вафин Ленар Ульфатович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит такие ключевые слова: бурение, скважина, колонная головка, долото, буровой раствор, буровая установка, заканчивание скважины, первичное вскрытие, система очистки, превентор, загрязнение продуктивного пласта, экология, техника безопасности, охрана труда.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении Тюменской области.

В процессе работы проводилось проектирование технологических решений по строительству и бурению разведочной вертикальной скважины, построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны, рассмотрены два вида колонных головок их недостатки и преимущества друг перед другом, конструктивные особенности.

В результате проведенной работы были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2420 метров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения и отбора керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн. Спроектированы процессы испытания и подобрано соответствующее оборудование.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность, значимость работы, снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

- ГНВП – газонефтеводопроявление;
- ПВО – противовыбросовое оборудование;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- ЦКОД – центральный клапан обратного действия;
- ЦЦ2 – центратор цементируемый с П-образной выштамповкой в средней части рессор;
- ЦПН – центратор пружинный неразборный;
- ЦА – цементируемый агрегат
- ГЦУ – головка цементируемая универсальная;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- СНС – статическое напряжение сдвига;
- СПО – спуско-подъемные операции;
- ПРП-Ц – пробка разделительная продавочная цементируемая.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. – страница; т.е. – то есть; т.д. – так далее; т.п. – тому подобное; и др. – и другие; в т.ч. – в том числе; пр. – прочие; т.к. – так как; г. – год; гг. – годы; мин. – минимальный; макс. – максимальный; шт. – штуки; св. – свыше; см. – смотри; включ. – включительно и др.

Оглавление

Введение

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Геологические условия бурения	15
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)	17
1.3 Зоны возможных осложнений	17
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	21
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	21
2.2 Обоснование конструкции скважины	21
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	22
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	22
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	23
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	24
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	24
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	26
2.3 Углубление скважины	26
2.3.1 Выбор способа бурения	26
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	26
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород	27
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	27
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.6 Расчет расхода промывочной жидкости	39
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны	31
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	36
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	49
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	40
2.4.1 Расчет обсадных колонн	40
2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений	40
2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений	42

2.4.1.3	Конструирование обсадной колонны по длине	43
2.4.2	Расчет процессов цементирования скважины	43
2.4.2.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн	43
2.4.2.2	Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости	44
2.4.2.3	Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора	45
2.4.2.4	Гидравлический расчет цементирования скважины	46
2.4.3	Выбор технологической оснастки обсадных колонн	47
2.4.4	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	48
2.4.4.1	Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта	48
2.4.4.2	Проектирование пластоиспытателя	49
2.4.4.3	Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования	59
2.5	Выбор буровой установки	51
3 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КОЛОННЫХ ГОЛОВОК		
Анализ представлен в Приложение 3		
3.1	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	52
3.1.1	Основные направления деятельности РН «Юганскнефтегаз»	52
3.1.2	Организационная структура управления предприятием	54
3.1.3	Сметный расчет строительства скважины	55
3.1.3.1	Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины	55
3.1.3.2	Расчет сметной стоимости строительства скважины	56
3.1.3.3	Расчет технико-экономических показателей	69
3.2	Социальная ответственность	70
3.2.1	Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	70

3.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	71
3.2.3 Чрезвычайные ситуации	73
3.2.4 Правовые и организационные мероприятия	74
3.2.5 Экологическая безопасность	77
Заключение	

Список использованных источников

Приложения 1

Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Приложение 2

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Приложение 3

Сравнительный анализ колонных головок

ВВЕДЕНИЕ

Успешная безаварийная проводка скважин определяется, прежде всего, степенью совершенства процесса промывки и оборудования для его осуществления. Процесс промывки скважин определяет режим разрушения породы, очистки забоя от обломков породы, охлаждения и смазки бурильного инструмента, транспортирования шлама на дневную поверхность и т.д. Качественный подбор рецептуры бурового раствора может заметно сократить сроки строительства скважины, так как от качества бурового раствора зависят: скорость бурения, предотвращение аварий и осложнений связанных с прихватами и устойчивостью ствола скважин, износостойкостью бурового оборудования и инструмента, успешное цементирование, стоимость строительства скважин, а также их долговечность.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении (Тюменская область).

Цель работы – проектирование технологического решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2420 метров на газовом месторождении Тюменской области. В соответствии с целью были поставлены следующие задачи:

- 1) проектирование технологических решений по строительству и бурению разведочной вертикальной скважины,
- 2) построение геолого-технического наряда и компоновки низа бурильной колонны,
- 3) изучение колонных головок их недостатки и преимущества друг перед другом, конструктивные особенности.

В результате проведенной работы были спроектированы технологические решения на строительство разведочной вертикальной нефтяной скважины глубиной 2420 метров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: вертикальная одноколонная разведочная скважина с закрытым забоем, с рекомендуемыми режима бурения и отбора

керна и интервалами спуска, цементирования обсадных колонн. Спроектированы процессы испытания и подобрано соответствующее оборудование.

Область применения: строительство разведочных вертикальных скважин. Экономическая эффективность, значимость работы, снижение себестоимости строительства разведочной вертикальной скважины.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
От (кровля)	До (подошва)	название	индекс	(падения) пластов по подошве, угол		
				град	мин.	
1	2	3	4	5	6	7
0	60	Четвертичные отложения	Q	-	-	-
60	120	Неогеновая	N	-	-	-
120	160	Некрасовская свита	P3	-	-	-
160	200	Чеганская свита	P3 – P2	-	-	-
200	285	Люлинворская свита	P2	-	-	-
285	320	Галицкая свита	P1	-	-	-
320	370	Ганькинская свита	K2	-	-	-
370	490	Славгородская свита	-“-	-	-	-
490	715	Ипатовская свита	-“-	-	-	-
715	730	Кузнецовская свита	-“-	-	-	-
730	1530	Покурская свита	K2 – K1	-	до 30	-
1530	1565	Алымская свита	K1	-	до 30	-
1565	2030	Киялинская свита	-“-	-	до 30	-
2030	2090	Тарская свита	-“-	-	до 30	-
2090	2350	Куломзинская свита	-“-	-	до 30	-
2350	2375	Баженовская свита	J3	-	До 30	-
2375	2383	Георгиевская свита	-“-		До 30	
2383	2460	Наунакская свита	-“-		До 40	
2460	2500	Тюменская свита	J1-2			

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграф. Подраздел.	Интервал		горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q	0	60		Почвенно-растительный слой, пески аллювиальные, озерные, болотные пески, глины, суглинки.
P _{2/3}	60	120	Пески, глины	Переслаивание песков, глин, супесей.
P _{2/3}	120	160	Глины, пески	Супеси с прослоями песков и глин, линзами бурового угля.
P _{1/3}	160	200	Пески, алевролиты	З/серые алевритистые глины с редкими прослоями песков и линзами бурового угля.
P _{1/3} – P _{3/2}	200	285	Глины	Глины диатомовые серые, з/серые.
P _{3/2} - P _{1/2}	285	320	Глины, опоки	Глины темно-серые, алевритистые с прослоями супесей, местами опокovidные.
P ₁	320	370	Глины, алевролиты	Серо-цветные глины с прослоями мергелей, известковистых алевролитов.
K ₂	370	490	Глины	Серо-цветные глины с прослоями алевролитов, песчаников и песков.
K ₂	490	715	Глины, алевролиты	Переслаивание серо-цветных песчаников, алевролитов и глин.
K ₂	715	730	Глины	Переслаивание алевритистых и песчаных глин зеленовато-серого цвета с прослоями алевролитов и глинистых песков.
K ₂ – K ₁	730	1530	Пески, песчаники, алевролиты, аргиллиты, глины	Серые пески и песчаники с прослоями серых алевритистых и песчаных глин и алевритов.
K ₁	1530	1565	Песчаники, алевролиты, глины	Переслаивание песков и глин.
K ₁	1565	2030	Песчаники, алевролиты, аргиллиты.	Глины пестроцветные, пески, алевролиты, гравелиты.
K ₁	2030	2090	Аргиллиты, глины, песчаники, алевролиты	Переслаивание песчаников и алевролитов, с прослоями аргиллитов.
K ₁	2090	2350	Песчаники, глины, алевролиты, аргиллиты.	Аргиллиты серые с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков.
J	2350	2375	Аргелиты алевролиты	Аргиллиты буровато-черные битуминозные, кремнистые, с пропластками известковистых аргиллитов.
-----	2375	2383	аргелиты	Аргиллиты темно-серые с включениями белемнита и пирита.

Продолжение таблицы 2

Индекс стратиграф. Подраздел.	Интервал		горная порода	Описание горной породы: полное название, характерные признаки
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
-----	2383	2460	Аргелиты пески	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей.
J	2460	2500	Алевролиты пески	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена, в основном, глинами, алевролитами, песчаниками. Строение геологического разреза Приобского месторождения типично для нефтегазовых месторождений Томской области. Продуктивный горизонт – сангопайская свита выражена переслаиванием песчаников, глин с линзами известняков, алевролитов, в низах глинами темно-серыми, местами битуминозными.

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблицах 3 и 4. Физико-механические свойства пород Приобского месторождения типичны для месторождений Томской области. Продуктивный пласт в интервале 2383—2395 метров представлен песчаником, плотностью 2100 кг/м³, проницаемостью 3,3 м Дарси, пористостью 18%, глинистостью 11%.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения (площади)

представлена в таблице 5.

1.3 Зоны возможных осложнений

Краткая характеристика возможных осложнений представлена в таблице 8.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения. Самыми распространенными являются поглощения, но в большинстве случаев они имеют малую интенсивность, что не требует проектирования дополнительных средств для их предупреждения и ликвидации.

Таблица 3 - Физико-механические свойства пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, м. Дарси	Глиристость %	Карбонатность %	Предел текучести, Кгс.мм ²	Твёрдость, кгс/мм ²	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q - P1	0	320	глины, песчан	2,2	10	0,001	90	1-2	15	-	1,1-4,5	II	M
K1-K	329	1530	песчан	2,1	19	6,5	11	3,6	9-213	14-23,4	1,1-4,5	II-VIII	M,C
K1	1530	2350	песчан	2,1	19	9,4	10	2,5	9-213	14-23,4	1,2-4,5	II-VIII	C,M,C
J-J	2350	2500	песчан	2,1	18	3,3	11	3,6	9-213	4,4-23,4	1,2-4,5	II-VIII	C

Таблица 4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Градиент давления				Температура
			Пластового	Порового	Гидроразрыва	Горного	
	От (верх)	До (низ)	МПа/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	МПа/100 м	°C
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P	0	320	0,1	0,1	0,2	0,22	14
K2	320	730	0,1	0,1	0,2	0,22	31
K2-K1	730	1530	0,1	0,1	0,17	0,22	64
K1	1530	2210	0,10	0,10	0,165	0,23	93
K1	2210	2225	0,104	0,104	0,65	0,23	93
K1	2225	2350	0,10	0,10	0,165	0,23	99
J	2350	2460	0,10	0,99	0,160	0,23	113
J	2460	2500	0,1	0,1	0,160	0,23	115

Таблица 5 – Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Индекс стратиграф.подр азделения	Интервал, м		Тип коллект ора	Плотнос ть, г/см3	Дебит, м3/сут.	Пластово е давление, кгс/см2	Химический состав (воды), % экв.						Минерал изация, г/л	Тип воды по Сулину СФН- сульфатонатр., ГКН- гидрокарбонатр., ХМ-хлоро-магн., ХК-хлоро- кальциев.	Относится к источнику питьевого водоснабже ния
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl -	SO --4	HCO-3	Na+ (K)	Mq ++	Ca ++			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Четвертично-палеогеновый комплекс	0	320	поров.	1,009	100-150	0-32	89	-	11	86	4	10	0,1-0,2	ГКН	да
Апт-альб-сеноманский комплекс	730	1530	поров.	1,01	500-800	73-153	98	0,5	1,5	85	4,4	10,6	15,883	ХК	нет
Неокомский комплекс	1530	2350	поров.	1,01	до 50	153-235	95	-	5	92,5	1,1	6,4	17,2	ГКН-ХК	нет
Юрский комплекс	2350	2500	порово-трещин.	1,013	до 10	237-253	87,4	-	12,6	94,2	1,66	4,14	22	ХК	нет
J3 (Ю12)	2439	2450	порово-трещин.	1,023	до 10	246-247	97	1,2	1,8	92	0,3	7,7	33,99	ХК	нет

В интервале 400-600 м возможны высокоинтенсивные поглощения бурового раствора. Следовательно, необходимо запроектировать использование наполнителей бурового раствора.

Таблица 6 – Возможные осложнения по разрезу скважины

Интервалы залегания, м		Вид осложнения	Характер возможных осложнений
от	до		
0	690	Осыпи и обвалы стенок скважины	интенсивные
690	2015		слабые
2015	2200		интенсивные
1110	2015	Нефтеводопроявления	вода, $\rho = 1,01 \text{ г/см}^3$
2400	2450		нефть, $\rho = 0,796 \text{ г/см}^3$
2460	2510		нефть, $\rho = 0,775 \text{ г/см}^3$
2515	2700		нефть, $\rho = 0,788 \text{ г/см}^3$
0	690	Прихватопасные зоны	
1110	1550		
1550	2700		
1110	2015	Разжижение бурового раствора	
2015	2700	Сужение ствола скважины	

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность числа колонн; глубин спуска колонн; интервалов затрубного цементирования; диаметров обсадных колонн; диаметров скважин под каждую колонну.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров или применения труб с безмуфтовыми соединениями.

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины рисунке 2.

1. Направление длина 70 метров при $D = 273,1$ мм. Перекрываем четвертичные отложения на 20 м, соответственно.

2. Кондуктор длина 780 метров при $D = 177,8$ мм. Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы (например, глинистые отложения), пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

3. Эксплуатационная колонна длина 2420 метров при $D = 114,3$ мм. Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву продуктивного пласта

на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. В данном случае ЗУППФ равен 20 метров.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

В связи с недостаточной геологической изученностью разреза скважин и для последующего испытания пласта в закрытом стволе скважины для всех разведочных скважин принимается забой закрытого типа.

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора. На рисунке 1 представлен график совмещенного давления.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

1. Направление: длина 70 метров при $D = 273,1$ (мм). Перекрываем четвертичные отложения на 20 м, соответственно.

2. Кондуктор: длина 780 метров при $D = 177,8$ (мм). Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы (например, глинистые отложения), пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн.

3. Эксплуатационная колонна: длина 2420 метров при $D = 114,3$ (мм). Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. В данном случае ЗУППФ равен 20 метров.

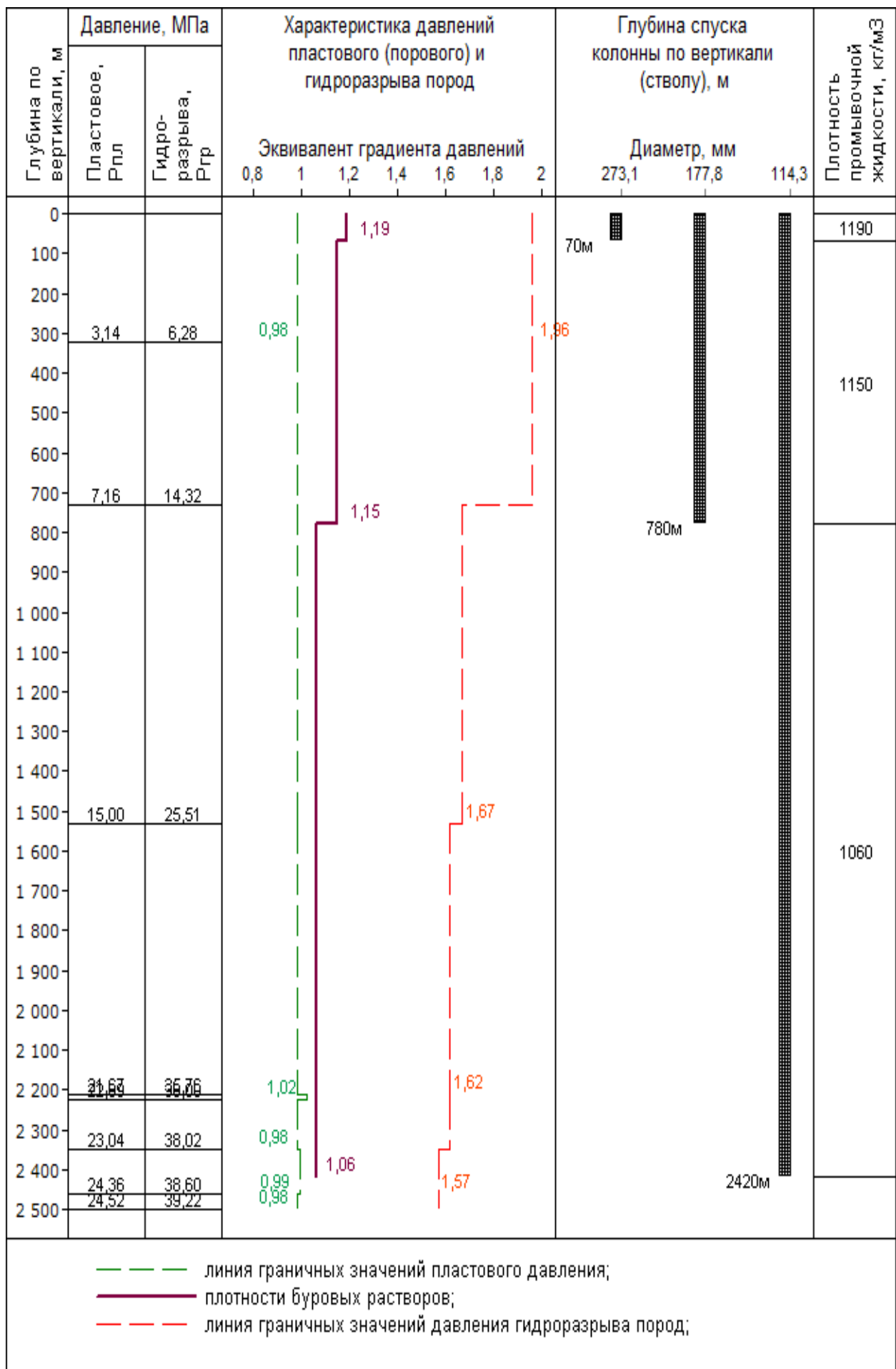


Рисунок 1 –График совмещенного давления.

Данные о количестве обсадных колонн и глубинах их спуска представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Количество обсадных колонн и глубинах их спуска

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	770	70
Кондуктор	780	780
Эксплуатационная колонна	2420	2420

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

Интервал цементирования направления 0–70 м;

Интервал цементирования кондуктора: 0 – 7800 м;

Интервал цементирования эксплуатационной колонны: 780 – 2500 м (так как имеется газовый пласт).

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметра эксплуатационной колонны и диаметра долота:

$D_{\text{эк}} = 114,3$ мм при учете свободного дебита $100000 \text{ м}^3/\text{сут}$

$D_{\text{м.эк}} = 133$ мм учитывая минимальную допустимую разность диаметров ствола скважины и муфты обсадной колонны $\Delta=15$ мм.

$D_{\text{д}} = 133+15=148$ мм выбираем PDC долото с $D_{\text{д.эк}} = 152,4$ мм.

Расчет диаметра кондуктора и диаметра долота под кондуктор:

Учитывая зазор для прохождения долота $D_{\text{к.вн}} = 152,4+10=162,4$ мм.

Выбираем обсадную трубу под кондуктор $D_{\text{к}} = 177,8$ мм.

$\Delta=25$ мм разность диаметров для данной трубы.

$D_{\text{м.к}} = 194,5$ мм.

$D_{\text{д.к}} = 194,5+25=219,5$ мм выбираем PDC долото с $D_{\text{д.к}} = 220,7$ мм.

Расчет диаметра направления и диаметра долота:

С учетом зазора $D_{\text{н.вн}} = 220,7+10=230,7$ мм.

Выбираем направление с $D_{\text{н}} = 273,1$ мм.

$D_{\text{м.н}} = 298,5$ мм.

$\Delta=35$ мм разность диаметров для данной трубы.

$D_{д.н} = 298,5 + 35 = 333,5$ мм выбираем Шарошечное долото с $D_{д.н} = 349,5$ мм.

Полученные расчеты представим в виде проекта конструкции скважины рисунок 2.

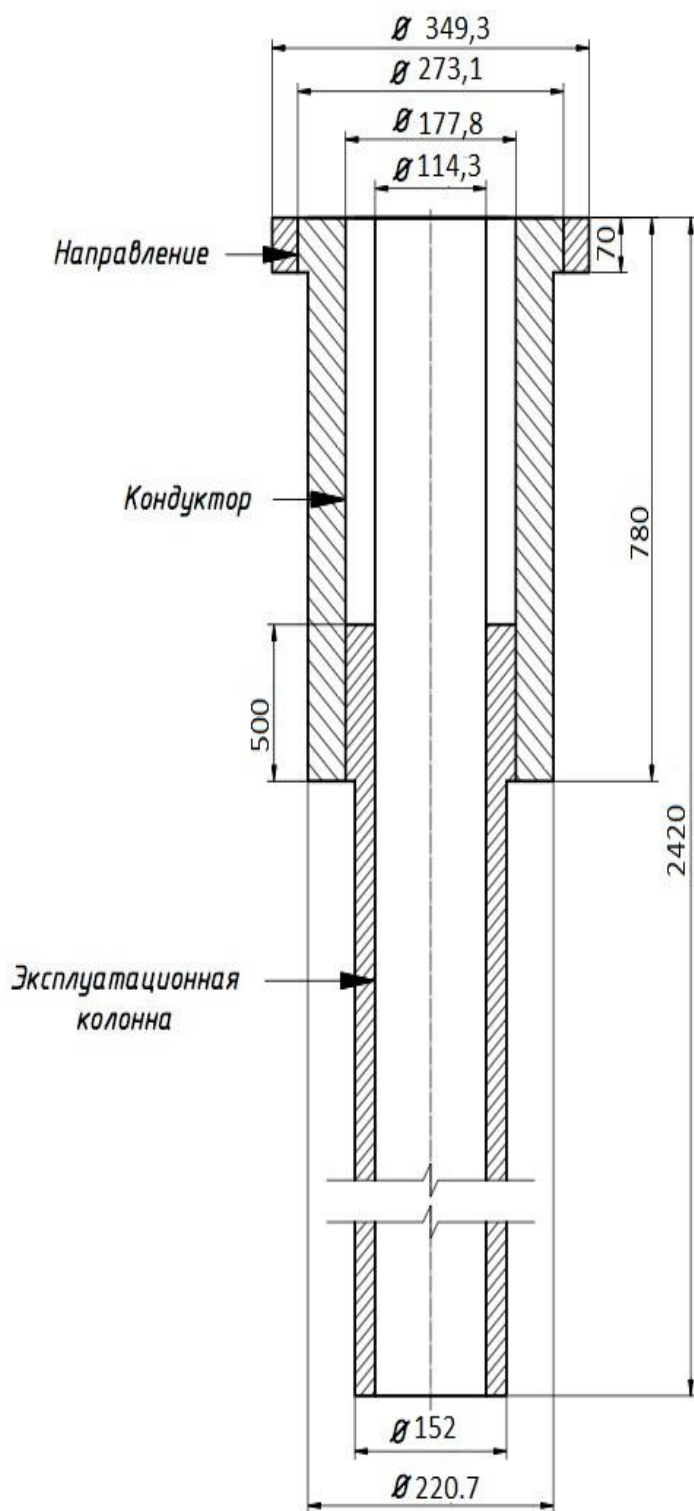


Рисунок 2 - Конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Величина максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$ рассчитывается по формуле для газовой скважины:

$$P_{\text{мах уст}} = \frac{P_{\text{пл}}}{e_s} \quad (1)$$

где $S=10^{-4} \cdot \gamma \cdot H$,

γ - относительная плотность попутного газа по воздуху.

$$S=10^{-4} \times 1,05 \times 2383= 0,25$$

$$P_{\text{мах}}= 241/1,284 = 18,76 \text{ Мпа}$$

При выборе колонных головок, помимо максимального устьевого давления, необходимо учесть диаметры всех обсадных колонн, обвязываемых с помощью колонной головки.

Устанавливаем ПВО

ОП5 180/80x35

ОКК1-21 140x219

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-70	Направление	Роторный
70-780	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой)
780-2420	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для

заданного диаметра скважины не рентабельно. Характеристики выбранных долот представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Характеристики буровых долот по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-780	780-2420
Шифр долота		349,3 STD221	220,7 FD419S	152,4 FD513SMF
Тип долота		Шар-ное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		349,3	220,7	152
Тип горных пород		М	МС	МС
Присоединительная резьба	ГОСТ	3 152	3 117	3 88
	API			
Длина, м		0.45	0,4	0,4
Масса, кг		104	43	19
G, тс	Рекомендуемая	24	1-13	6
	Предельная	30	10	5
n, об/мин	Рекомендуемая	164	130	87
	Предельная	250	250	250

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газоносность по разрезу скважины присутствует в интервале 2383-2395 м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируем интервалы отбора керна следующие:

Таблица 10 - Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-70	70-780	780-2420
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	1000	3000	13000
$D_{д}, \text{см}$	34,93	22,07	15,24
η	1	-	-
$\delta, \text{см}$	1,5	-	-
$q, \text{кН/мм}$	0,1	5	5
$G_{пред}, \text{кН}$	300	130	60
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	2,6	50	15
$G_2, \text{кН}$	35	110	8
$G_3, \text{кН}$	240	104	48
$G_{проект}, \text{кН}$	240-250	100-110	40-50

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. В интервале бурения под эксплуатационную колонну (780-2420 м) запроектировано меньшее значение частоты вращения по сравнению с расчетным. Это обусловлено задачей сохранения опор долота, поскольку в обозначенном интервале преобладают средние горные породы с включениями из твердых пород, и они могут стать причиной повышенных вибрационных нагрузок на инструмент.

Таблица 11 - Проектирование частот по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-780	780-2420
Исходные данные				
$V_{д}$, м/с		3	1,5	1,5
$D_{д}$	м	0,3493	0,2207	0,1524
	мм	349,3	220,7	152,4
τ , мс		6	-	-
z		24	-	-
α		1	1	1
Результаты проектирования				
n_1 , об/мин		164	130	87
n_2 , об/мин		270	-	-
n_3 , об/мин		604	-	-
$n_{проект}$, об/мин		160-170	120-130	80-90

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения 70-780 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель ВЗД D-178.3600.78, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну 780-2420 проектируется винтовой забойный двигатель ВЗД D-127.4000.56 который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и мягких горных пород. Все данные по интервалам сведены в таблицу 12 и 13.

Таблица 12 - Проектирование давления по интервалам бурения

Интервал		0-70	70-780	780-2420
Исходные данные				
D_d	м	-	0,2207	0,1524
	мм	-	220,7	152,4
$G_{ос}, кН$		-	104	48
$Q, Н*М/кН$		-		
Результаты проектирования				
$D_{зд}, мм$		-	178	127
$M_p, Н*М$		-	3,02	1
$M_o, Н*М$		-	110	76
$M_{уд}, Н*М/кН$		-	28	19,8

Таблица 13 - Технические характеристики запроектированных забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
D-178.360 0.78	70-780	178	6,9	985	25-35	95-145	12	130
D-127.400 0.56	780-2420	127	6	500	10-20	160-320	5,5	140

2.3.6 Расчет расхода промывочной жидкости

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты

проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 14 и 15.

Таблица 14 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-70	70-780	780-2420
Исходные данные			
$D_{д}, м$	0,3493	0,2207	0,1524
K	0,65	0,4	0,3
K_k	1,3	1,25-1,3	1,1-1,25
$V_{кр}, м/с$	1,15	0,15	0,1
$V_m, м/с$	0,0083	0,0083	0,0055
$d_{бг}, м$	0,127	0,127	0,089
$d_{max}, м$	0,203	0,178	0,127
$d_{nmax}, м$	0,0254	0,0127	0,0103
n	3	6	5
$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпmax}, м/с$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	20	20	20
$\rho_p, г/см^3$	1190	1190	1060
$\rho_n, г/см^3$	2200	2100	2100
Результаты проектирования			
$Q_1, л/с$	62	19	7,5
$Q_2, л/с$	57	20	7
$Q_3, л/с$	120	32	11
$Q_4, л/с$	56	18	7
$Q_5, л/с$	45	44	30
$Q_6, л/с$	64	25-35	10-20

Таблица 15 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-70	70-780	780-2420
Исходные данные			
$Q_1, л/с$	62	19	7,5
$Q_2, л/с$	57	20	7
$Q_3, л/с$	120	32	11
$Q_4, л/с$	56	18	7
$Q_5, л/с$	45	44	30
$Q_6, л/с$	-	25-35	10-20
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, л/с$	60-65	25-31	10
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, л/с$			
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}, л/с$			
$\rho_1, кг/м^3$		1000	1000
$\rho_{бр}, кг/м^3$		1150	1060
$M_{тн}, Н*м$		12000	5500
$M_{тб}, Н*м$		3022	1000

1. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 65 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки.

2. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 40 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

3. Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 17 л/с, незначительное увеличения расхода бурового не приведет к размыву стенок скважины, но обеспечит стабильную работу ВЗД.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Расчет компоновки бурильной колонны производился для интервала бурения под эксплуатационную колонну, поскольку для остальных интервалов расчеты идентичные. Произведен выбор бурильных утяжеленных и стальных труб, требуемые расчеты бурильной колонны на прочность при нагрузках на растяжение, сжатие и изгиб. Выбор оборудования произведен с учетом требуемого нормативного запаса. Результаты расчета бурильной колонны для интервала бурения под эксплуатационную колонну приведены в таблицах 16-19.

В таблице 16 приведены параметры компоновок низа бурильной колонны. В таблице приводятся КНБК для всех интервалов бурения.

Таблица 16 – КНБК для бурения секции под направления (0-70м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-70м)							
1	Долото 349,2 STD 221	0,45	349,2	-	3-152	Ниппель	0.104
2	Переводник М -171/152	0,52	203	89	3-152	Муфта	0.210
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТ 203x100 Д	12	203	100	3-171	Ниппель	2.51
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/133	0,7	203	100	3-171	Ниппель	2.66
					3-133	Муфта	

5	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	4.69
					3-133	Муфта	

Таблица 17 – КНБК для бурения секции под кондуктор (70-780м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (70-780м)							
1	Долото PDC 220,7 FD419S	0,3	220,7	-			0,04
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д-178.3600.78	6,9	178	-	3-117	Муфта	1,02
					3-147	Муфта	
3	Клапан обратный КО-210	0,41	178	80	3-147	Ниппель	1,07
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ 178x80 Д	36	178	80	3-147	Ниппель	6,7
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	0,52	178	101	3-147	Ниппель	6,76
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба ТБВК 127x10 Е	До устья	127	107	3-133	Ниппель	30,38
					3-133	Муфта	

Таблица 18 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (780-2420м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (780-2420м)							
1	Долото PDC 152,4 FD513SMF	0,4	152,4	-			0,019
					3-88	Ниппель	
2	ВЗД ДР-127.4000.56	5,54	127	-	3-88	Ниппель	0,419
					3-102	Муфта	
3	Клапан обратный Sperry Drilling	0,44	120	58	3-102	Ниппель	0,45
					3-102	Муфта	
4	Переводник Sperry Drilling M102xM88	0,43	120	54	3-102	Ниппель	0,484
					3-88	Муфта	
5	УБТ УБТ 108x45 Д	96	108	45	3-88	Ниппель	6,984
					3-88	Муфта	
6	Переводник Sperry DrillingM88xM101	0,32	108	46	3-88	Ниппель	7,01
					3-86	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 89x11 Д	До устья	89	67	3-86	Ниппель	60,30
					3-86	Муфта	

Таблица 19 – КНБК для отбора керна (2380-2398м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2380-2398м)							
1	Буровая коронка PDC У6-142,9/67 SC-4МС	0,3	142,9	-	3-88	Муфта	0.021
2	Кернотборный снаряд СК-136/80	18	136	45	3-88	Ниппель	0.561
					3-88	Муфта	
3	УБТ УБТ 108х45 Д	60	108	45	3-88	Ниппель	4.33
					3-88	Муфта	
4	Переводник П 3-88/86	0,4	108	58	3-88	Ниппель	4.45
					3-86	Муфта	
5	Бурильная труба ТБК 89х10 Е	До устья	89	69	3-86	Ниппель	55,47
					3-86	Муфта	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Бентонитовый буровой раствор предназначен для бурения верхней части разреза скважины, обычно представленной слабосцементированными песками, глинами и песчаниками (интервал под направление). Для бурения этих отложений требуется достаточно вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Такой раствор в отложениях неустойчивых песков формирует стабилизирующую эти породы фильтрационную корку. Разбуриваемые глины и суглинки частично переходят в раствор, вызывая повышение вязкости и СНС, которые легко снижаются до нужных значений разбавлением водой.

Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 - Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (рН)	Регулирование щелочности среды	1,2
Глинопопорошок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	318

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 21.

Таблица 21 - Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,19
Условная вязкость, с	40
Содержание песка, %	< 2

Полимер-глинистый раствор применяют для массового бурения эксплуатационных и разведочных скважин в различных отложениях.

Полимер-глинистые буровые растворы на водной основе, содержащие высокомолекулярные полимеры линейного строения, в подавляющем большинстве случаев применяются при бурении верхних интервалов скважин (под кондуктор и техническую колонну).

Для бурения интервала 780-2233 м под эксплуатационную колонну до первичного вскрытия продуктивного пласта за 100 м предлагается использовать, переведенный объем полимер-глинистого бурового раствора, используемого для бурения интервала под кондуктор, разбавленного водой до необходимой плотности и обработанного реагентами для выравнивания реологических параметров, плюс необходимый объем свежеприготовленного бурового раствора. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 22.

Таблица 22 - Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³	
Плотность, г/см ³			1,15	1.06
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	0,5	0,4
Глинопопрок	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	40	30
Полиакриламид	Понизитель фильтрации	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств	0,5	0,2
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	130	-
ПАЦ НВ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	5	5
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания	1	1

		глинистых пород		
--	--	-----------------	--	--

Данные растворы после приготовления обеспечивает технологические свойства, представленные в таблице 23.

Таблица 23 - Технологические свойства полимерглинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1,15	1,06
Условная вязкость, с	35	40
Пластическая вязкость, сПз	18	20
ДНС, дПа	80	70
СНС 10 сек/10 мин, дПа	20-60	35-75
Водоотдача, см ³ /30 мин	10	10
рН	9	9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор, который используются для бурения в сложных горно-геологических условиях, в том числе в хемогенных отложениях и при высоких забойных температурах, а также наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин.

Раствор предотвращает набухание глинистых минералов, создает непроницаемую фильтрационную корку, содержащую легкорастворимый карбонат кальция, подходит для бурения в интервале продуктивного пласта (под эксплуатационную колонну или хвостовик). Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора представлен в таблице 24.

Таблица 24 - Компонентный состав КСЛ/полимерного (биополимерного) раствора

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	2
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4
КСЛ	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие	Регулирование плотности, кольматация каналов	10

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
	материалы		
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	20
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4
Пенегаситель	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под эксплуатационную колонну. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Определяются потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке бурового раствора по циркуляционной системе.

Расчет гидравлической промывки скважины выполнен в программном обеспечении для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин «БурСофтПроект».

Результаты расчета представлены в таблицах 25-27.

Таблица 25 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см ² к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм ²
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	70	БУРЕНИЕ	0.62	0.072	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	17	101.2	4.54
Под кондуктор									
70	780	БУРЕНИЕ	1.31	0.12	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11	80.8	4.69
Под эксплуатационную колонну									
780	2420	БУРЕНИЕ	1.38	0.089	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	3	6	84.8	3.39
						2	8		
Отбор керна									
2380	2398	Отбор керна	1	0.092	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	6	84.9	4.13

Таблица 26 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
От (верх)	До (низ)				КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	70	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	170	214	1	105	34.4	68.8
70	780	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	245	1	80	23	46
780	2420	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	140	325	1	70	15.68	15.68
2380	2398	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	140	326	1	75	16.8	16.8

Таблица 27 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
От (верх)	До (низ)			Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	70	БУРЕНИЕ	88.5	71.9	0	6.4	0.1	10
70	780	БУРЕНИЕ	174.1	44.4	81.1	35.4	3.2	10
780	2420	БУРЕНИЕ	223,1	45	39.6	123	13	2.6
2380	2398	Отбор керна	101	0	0	84.3	13.7	3

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

При строительстве проектируемой разведочной скважины планируется отбор керна для анализа нефтеносных пластов. Согласно геолого-техническому условию газоносность по разрезу скважины присутствует в интервале 2383-2395м. Так как скважина является разведочной и из-за неполноты геологических данных существует вероятность нахождения продуктивных пластов выше/ниже прогнозируемой вертикали, в следствие этого планируются интервалы отбора керна следующие:

Интервал отбора керна 2380-2398м. Для отбора керна планируется использования бурголовки с PDC вооружением, для получения более качественного отобранного керна и обеспечения данной бурголовкой бурения запланируемого интервала. Выбор бурголовки с PDC вооружением обусловлен так же тем, что интервал сложен горными породами средней твердости.

Из геолого-технического условия тип коллектора поровый – представлен песчаником. Для сохранения отобранного керна планируется использование кернаприемного устройства с максимальной длиной приема керна и диаметром керна 80мм, а также с использованием керна приемных стеклопластиковых труб и цангового кернарвателя. Данное техническое решение позволит произвести максимально качественно отбор керна в планируемом интервале.

Таблица 28 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2380-2398	СК-136/80 ТРИАС	2-5	60-120	10-12

После отбора керна на интервале 2380-2398 спускаем забойный двигатель и долото диаметром 152,4 и расширяем интервал где отбирали керн так как диаметр бурильной коронки меньше диаметра долота. После расширения продолжаем бурить до проектной глубины.

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн

В качестве продавочной жидкости могут использоваться буровой раствор, на котором вскрывали продуктивный пласт, соленой раствор, на котором будет производиться вторичное вскрытие пласта. Для расчетов применяем техническую воду $\rho_{прод} = 1000 \text{ кг/м}^3$.

Минимальное забойное давление $P_{кзз}$ для газовых скважин принимается равным 0,5 Мпа.

Плотность буферной жидкости $\rho_{буф} = 1100 \text{ кг/м}^3$.

Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тпн} = 1900 \text{ кг/м}^3$.

Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тпн обл} = 1500 \text{ кг/м}^3$.

Глубина эксплуатационной колонны $H = 2420 \text{ м}$.

Глубина раздела буферной жидкости и облегченного тампонажного раствора $h_1 = 280 \text{ м}$.

Высота тампонажного раствора нормальной плотности $h_2 = 187 \text{ м}$.

Высота цементного стакана $h_{см} = 10 \text{ м}$.

Ускорение свободного падения $g = 9,81 \text{ м/с}^2$.

Давление составного столба цементного камня облегченного Р(ц.к.[обл.]) = 21,55 МПа.

Давление составного столба цементного камня нормального Р(ц.к.[норм.]) = 2,61 МПа.

Дополнительное давление, возникающее при получении сигнала «Стоп» $P_{см} = 3 \text{ МПа}$.

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v \quad (2)$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
3. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 29 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений рисунок 3.

Таблица 29 - Наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина м	Наружное избыточное давление МПа	№ т.	Глубина м	Наружное избыточное давление МПа
1	0	0	1	0	-0,5
2	280	0,27	2	280	2,52
3	2383	9,85	3	2233	24,08
4	2410	11,42	4	2420	26,69
5	2420	11,42			

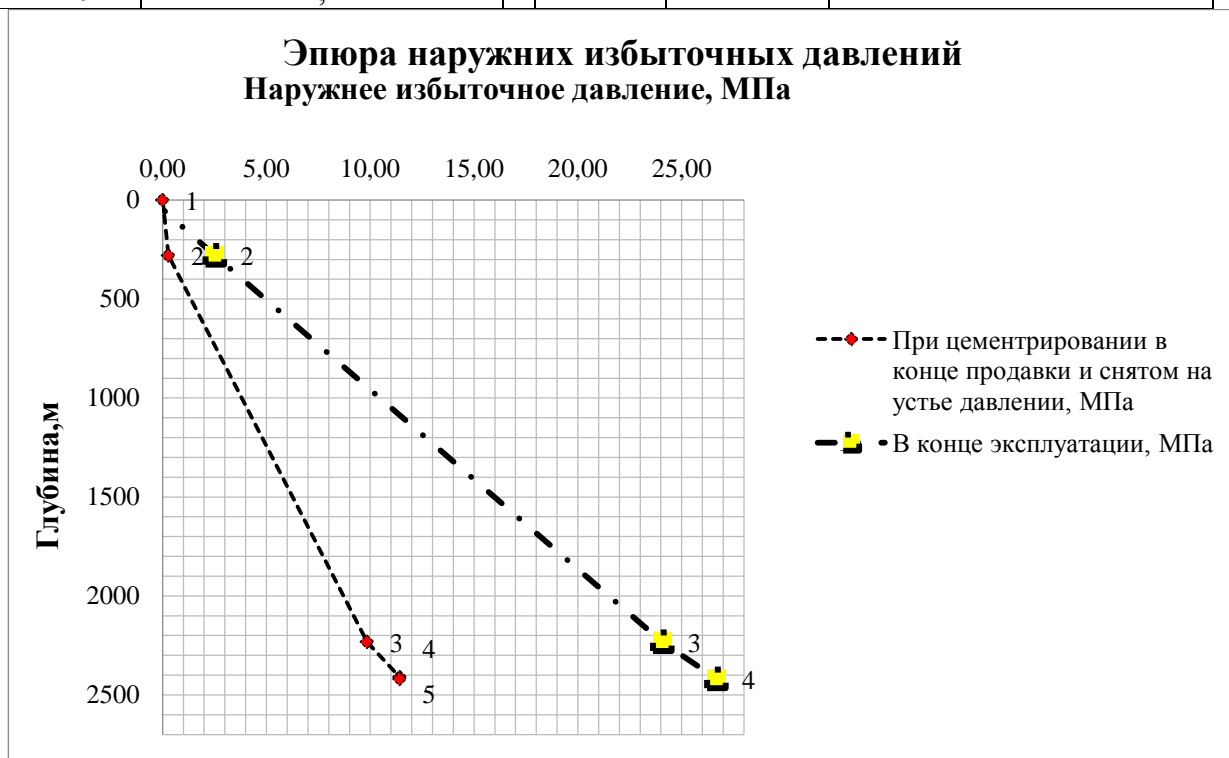


Рисунок 3 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_в - P_н, \quad (3)$$

где $P_в$ – внутреннее давление;

$P_н$ – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

1. при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения.
2. при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности.

После проведения расчетов данные вносятся в таблице 30 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений рисунок 4.

Таблица 30 - Внешних избыточных давлений.

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина, м	Внутреннее избыточное давление, МПа	№ т.	Глубина м	Внутреннее избыточное давление, МПа
1	0	20,06	1	0	20,64
2	280	19,78	2	280	20,36
3	2383	10,20	3	2233	17,97
4	2410	8,64	4	2420	17,19
5	2420	8,64			

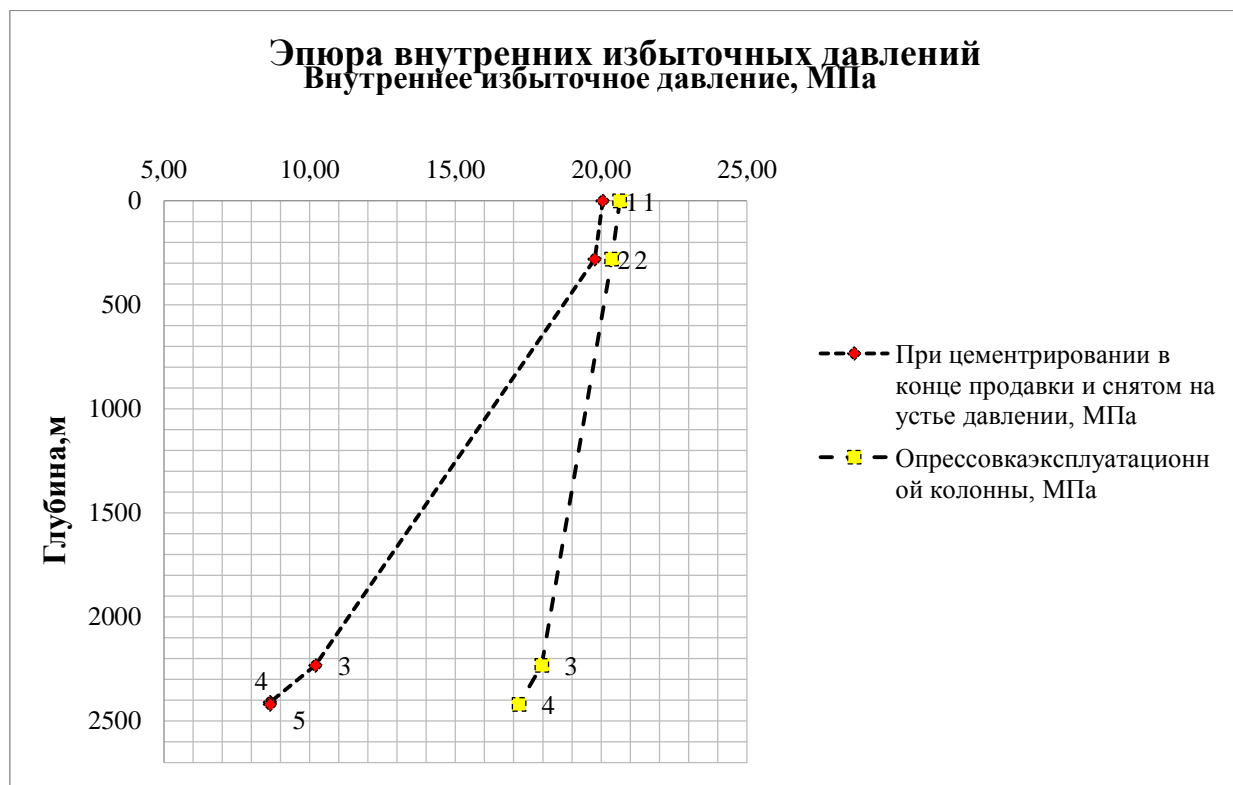


Рисунок 4 - Эпюры внутренних избыточных давлений

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 31.

Таблица 31 - Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Д	7,4	87	19,4	1688	1688	2420-2333
2	Д	6,4	100	16,9	1690	3378	2333-2233
3	Д	5,7	333	14,7	4895	8273	2233-1900
4	Д	5,2	1900	12,8	24320	32593	1900-0

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 * P_{гр}, \quad (4)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 50.44$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ зс} \cdot V_{зс}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ вн} - D_{экн})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{срвзв\ ос} \cdot V_{ос}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{экд} \cdot \sqrt{k_{срвзв}} - D_{экн})}, \quad (5)$$

$$P_{гд\ кп} = 1.95 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (6)$$

$$P_{гс\ кп} = 35.2 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле 4:

$$35.2 \text{ МПа} \leq 47.9 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Объем буферной жидкости для цементирования эксплуатационной колонны зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства от бурового раствора и определяется по формуле:

$$V_{б.ж} = S_{к.н.о.с} \cdot V_{в.н} \cdot t \quad (7)$$

где $V_{кп}$ – скорость восходящего потока, м/с (2 м/с);

t – время контакта, с (в соответствии с РД 39-00147001-767-2000 принимается равным 500 с при турбулентном течении).

$$V_{б.ж} = 11.7 \text{ м}^3.$$

Объем тампонажного раствора $V_{тр}$ (в м^3) определяется как сумма объёма кольцевого пространства в межтрубном пространстве (кондуктор – эксплуатационная колонна), объёма кольцевого пространства между стенками скважины и наружными стенками обсадной колонны с учётом коэффициента кавернозности и объёма цементного стакана, который оставляют в колонне:

$$V_{\text{тр}} = \pi [(D_{\text{эк д}}^2 \cdot k_{\text{срвзв}} - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L - L_{\text{к}}) + (D_{\text{к вн}}^2 - D_{\text{эк н}}^2) \cdot (L_{\text{к}} - L_1) + d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot l_{\text{ст}}] / 4, \quad (8)$$

$$V_{\text{тр}} = 26.5 \text{ м}^3;$$

Объем тампонажного раствора нормальной плотности:

$$V_{\text{тр.норм.}} = 0.67 \text{ м}^3;$$

Объем облегченного тампонажного раствора:

$$V_{\text{тр.обл}} = 25.83 \text{ м}^3.$$

Объем продажной жидкости $V_{\text{прод}}$ (м^3), расчет выполняется по формуле:

$$V_{\text{прод}} = k_{\text{прод}} \cdot \pi \cdot [(d_{\text{эк вн}}^2 \cdot L - d_{\text{эк вн 1}}^2 \cdot h_{\text{ст}}] / 4, \quad (9)$$

$$V_{\text{прод}} = 20.7 \text{ м}^3.$$

2.4.2.3 Определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

По опыту цементировочных работ в рецептуру тампонажных растворов необходимо включать Нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ), являющейся добавкой, повышающей время загустевания тампонажного раствора. Рекомендуемый расход НТФ составляет $0,41 \text{ кг/м}^3$.

В качестве буферной жидкости рекомендуется использовать водные растворы материалов буферных порошкообразных «МБП-СМ» (обладает хорошей моющей способностью) и «МБП-МВ» (обеспечивает улучшенный смыв глинистой корки со стенок скважин) в пропорции 1 к 4 по объему буферной жидкости. Причем расход «МБП-СМ» составляет 70 кг/м^3 , а «МБП-МВ» – 15 кг/м^3 .

Таблица 32 - Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м^3	Плотн. жидк., кг/м^3	Объем воды для пригот. жидк., м^3	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков, шт.	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. Мешков, шт.
Буферная	9.36	1100	11.7	МБП-МВ	164 / 7	-	-
	2.34			МБП-СМ	140 / 6	-	-
Обл.тамп. р-р	25.83	1500	23.5	НТФ	10.6 / 1	ПЦТ-III-Об(5)-100	18.3 / 19

Тамп.р-р норм.плотн.	0.67	1900	0.4	НТФ	0.28 / 1	ПЦТ-II- 150	0.93 / 1
-------------------------	------	------	-----	-----	----------	----------------	----------

2.4.2.4 Гидравлический расчет цементирования скважины

Рассчитывается давление на насосе «продавочного» цементировочного агрегата:

$$P_{ца} \geq P_{цг} / 0,8, \quad (10)$$

где $P_{цг}$ – давление на цементировочной головке в конце цементирования,

$$P_{цг} = 20,28 \text{ МПа};$$

$$32 \text{ МПа} \geq 25,35 \text{ МПа}.$$

Выбирается ближайшее большее давление, развиваемое цементировочным агрегатом ЦА-320. Технические характеристики насоса 9Т агрегата ЦА-320 приведены в таблице 33

Таблица 33 - Технические характеристики насоса 9Т цементировочного агрегата ЦА-320

Диаметр втулок, мм	Развиваемое давление, МПа					Идеальная подача, л/с				
	Скорость коробки передач					Скорость коробки передач				
	1	2	3	4	5	1	2	3	4	5
100	-	32	18	12	7,6	-	3,2	6,1	9,3	14,1

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сух} / G_b, \quad (11)$$

1. Для облегченной тампонажной смеси: $m = 1$ машины типа УС6-30Н(У);

2. Для тампонажной смеси нормальной плотности: $m = 1$ машина типа УС6-30Н(У).

3. Число цементировочных агрегатов, работающих для затворения тампонажного раствора определяется с таким учетом, что на каждую цементосмесительную машину работает один агрегат: 2 машины ЦА - 320.

По результатам расчёта количества и выбора цементировочной техники разрабатывается технологическая схема обвязки цементировочного оборудования.

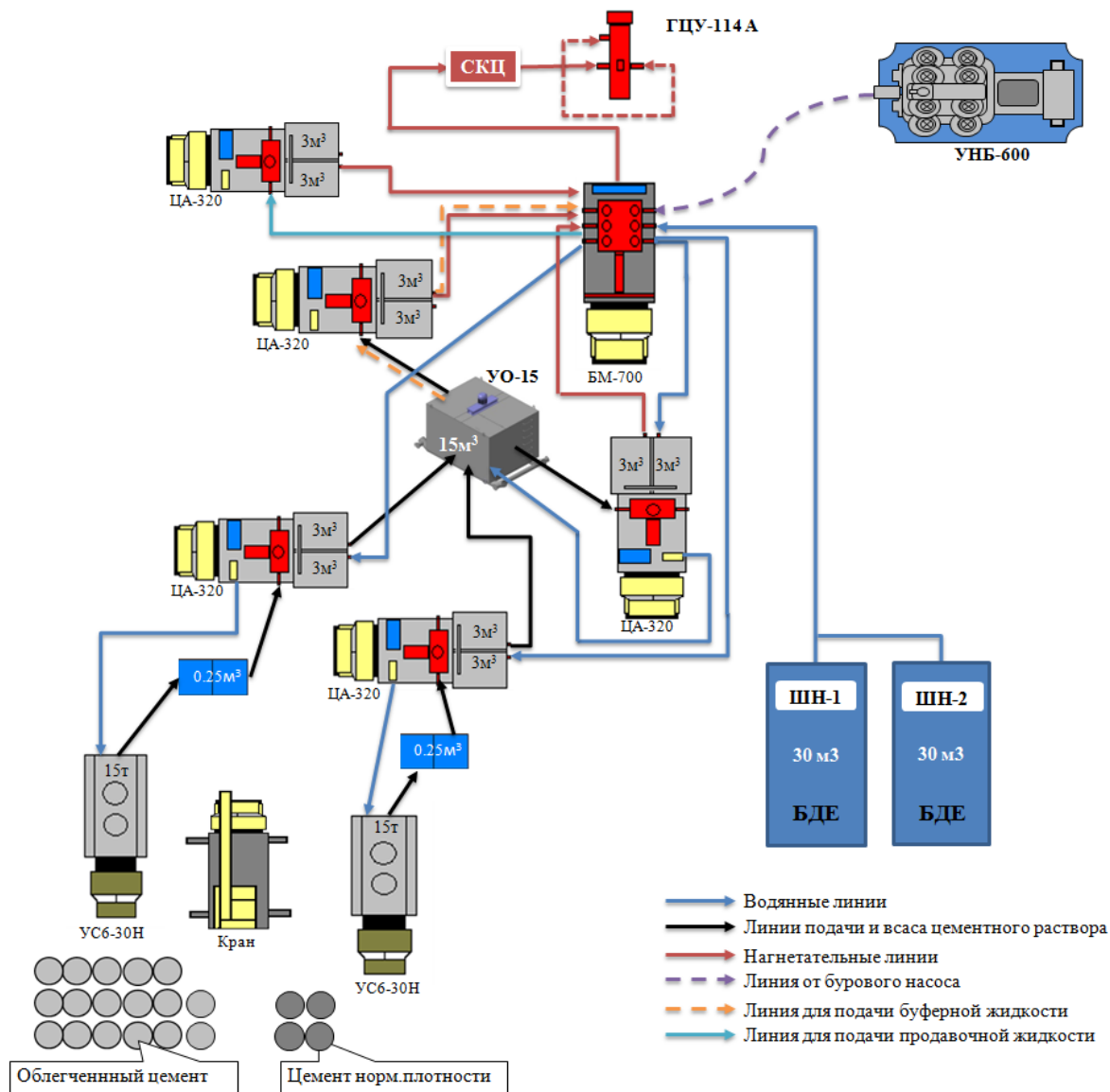


Рисунок 5 - Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

- башмак типа БКМ-273 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОД -178, 114-ОТТМ;
- цементировочная головка типа ГЦУ-114А;
- разделительные пробки ПРП-Ц-114;
- центраторы ЦЦ-2-178/216 (интервалы установки и их количество представлены в таблице 34).

Муфтовая колонная головка по своим характеристикам более удобная в использовании как при монтаже ее на кондуктор так и установке на нее эксплуатационной колонны, простота пакера и установка и его обслуживание.

Таким образом удобнее использовать муфтовую колонную головку чем клиновую головку. Единственным недостатком муфтовой колонной головки является тот момент что необходимо точно промерять и подгонять эксплуатационную колонну так как внутренний корпус колонной головки устанавливается жестко в корпус колонной головки. А следовательно, вся техническая оснастка для цементирования эксплуатационной колонны должна находиться в скважине на глубине согласно плана работ.

Таблица 34 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировочная головка
Направление, D _{усл} =273.1мм	БКМ-273 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =177.8мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОДМ - 178 ОТТМ	ПРП-Ц-178	ЦЦ-178/216 (15)	ГЦУ-178А
Экспл. колонна, D _{усл} =114мм	БКМ-114 ОТТМ	ЦКОДМ - 114 ОТТМ	ПРП-Ц-114	ЦЦ-114/151 (48)	ГЦУ-114 А

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.4.4.1 Проектирование перфорационного оборудования для вторичного вскрытия продуктивного пласта

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 12 м (гл.2383-2395м).

Кумулятивные корпусные перфорационные системы однократного применения ПК073-АТ предназначены для проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных, газовых и других скважинах как при низких, так и при высоких гидростатических давлениях, с температурой до 200°С.

Перфорационные системы ПК0 могут применяться в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при спуске как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах.

Рекомендуется к применению в обсадных трубах диаметром 114 мм.

Таблица 35 – Технические характеристики ПК0

Технические характеристики	ПК073-АТ
Наружный диаметр, мм	76,5
Фазировка, ° *	60

Плотность перфорации, отв./м **	10, 20
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа	80/103,5 130***
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м	1/2/3/4/5/6

Для перфорации продуктивной зоны пласта перфоратором ПКО 73-АТ потребуется одна спуско-подъемная операция перфорационного комплекса в составе из 2 секций по(6м).

2.4.4.2 Проектирование пластоиспытателя

Комплекс пластоиспытательный ИПТ-80 предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-80 представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Технические характеристики комплекса пластоиспытательного ИПТ-116

Наружный диаметр, мм	80
Минимальный диаметр проходного канала, мм	18
Максимальный перепад давления, МПа	30
Максимальное давление, МПа	60
Температура в скважине, °С	150
Размер присоединительных резьб	3-62

2.4.4.3 Проектирование оборудования для вызова притока методом свабирования

Комплекс оборудования для свабирования скважин состоит из двух основных частей:

- Устьевое оборудование;
- Скважинное оборудование.

Состав комплекса наземного оборудования для свабирования скважин КНОС и технические характеристики представлены в таблице 36.

Таблица 37 - Состав комплекса и технические характеристики

Очиститель сальниковый ОС2.1-000 предназначен для очистки и герметизации каната	
Диаметром, мм	от 9,5 до 19

Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительная резьба НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Устройство освобождающее УО1-25.000 предназначено для автоматического отсоединения очистителя сальникового от лубрикатора	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	25
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Лубрикатор Л-89.000 предназначен для извлечения (спуска) колонны сваба из скважины без ее разгерметизации	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	75,9
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Ловушка сваба механическая ЛСМ-78.000 предназначена для удержания колонны сваба во время замены манжеты	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	76
Присоединительные резьбы НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Быстро-разъемное соединение БРС-73 предназначено для быстрого соединения НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	14
Диаметр прохода, мм	62
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Кран шаровый КШН-73x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	38
Присоединительные резьбы НКТ 73 ГОСТ 633-80	
Превентор малогабаритный ПМТ1.3-80x21 предназначен для герметизации НКТ ГОСТ 633-80, штанг (ШН), геофизического кабеля	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	80
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89 ГОСТ 633-80, низ - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, патрубок-ниппель - НКТ 73, муфта - НКТ 60 ГОСТ 633-80	
Затвор шаровый ЗШ1 78x21.000 предназначен для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала колонны НКТ 89 ГОСТ 633-80	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	78
Присоединительные резьбы: верх - ОТТМ 140 ГОСТ 632-80, низ - НКТ 89ВН ГОСТ 633-80	
Фланец трубордержатель ФТ-89.000 предназначен для соединения устьевого оборудования с крестовиной фонтанной арматуры	
Рабочее давление, МПа	21
Диаметр прохода, мм	211,1
Присоединительные резьбы: верх - НКТ 89ВН, низ - НКТ 89 ГОСТ 633-80	

Состав оборудования свабирования и технические характеристики представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до
--

15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный 60 мм	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба	
Диаметр наружный манжеты, мм	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

2.5 Выбор буровой установки

На основании расчетов бурильных и обсадных труб, вес наиболее тяжелой обсадной колонны составляет 66 т, а вес бурильной колонны – 44 т. Исходя из этого с учетом глубины бурения проектируется использование буровой установки БУ 3000/200 ЭУК – 1М.

Результаты проектировочных расчетов по выбору грузоподъемности буровой установки, расчету ее фундамента и режимов СПО приведены в таблице 39.

Таблица 39 – Результаты проектирования и выбора буровой установки для строительства проектной скважины

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	61,80	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	3,23
Максимальный вес обсадной колонны	65,60	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	3,04
веса колонны при ликвидации	85,28	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	2,31

3.1 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1.1 Основные направления деятельности РН «Юганскнефтегаз»

ООО "РН-Юганскнефтегаз" - крупнейшее нефтегазодобывающее предприятие государственной нефтяной компании "Роснефть". Основным видом деятельности предприятия является геологоразведка, разработка и эксплуатация месторождений углеводородов.

В коллективе работает более 7000 сотрудников. ООО "РН-Юганскнефтегаз" разрабатывает 28 месторождений в Западной Сибири в Ханты-Мансийском АО.

Доказанные извлекаемые запасы нефти оцениваются в 1,6 млрд. тонн. За 2012 год было добыто 66,8 млн. тонны, что составляет 25 % добычи по ХМАО-Югра и 13% всей нефтедобычи России.

На сегодняшний момент в структурных подразделениях предприятия ежегодно проходят производственную практику свыше 550 студентов профильных учебных заведений, работает более 200 молодых специалистов и свыше 1000 специалистов в возрасте до 30 лет.

На предприятии особое внимание уделяется сокращению энергозатрат на извлечение нефти. Активно внедряются передовые технологии, устанавливается современное оборудование, начата реализация проекта "Энергоэффективное месторождение", что обеспечит четкий контроль за энергопотреблением.

Не менее важно направление - повышение надежности трубопроводов в целях снижения аварийности объектов и экологических рисков. Отработан механизм, позволяющий своевременно ликвидировать все экологические ущербы от текущей деятельности ООО "РН-Юганскнефтегаз".

В рамках реализуемой с 2010 года долгосрочной программы по ликвидации последствий ведется рекультивация всех нефтезагрязненных земель и шламовых амбаров, нефтяные шламы и буровые отходы уходят в переработку.

Особая гордость ООО "РН-Юганскнефтегаз" - программа утилизации попутного нефтяного газа. Его переработка на крупнейшем югорском месторождении - приобском - уже достигла 95%-ного уровня, что соответствует необходимым требованиям.

Компания активно реализует социальные программы и проекты в Нефтеюганске и Нефтеюганском районе. Соглашения о сотрудничестве между ОАО "НК "Роснефть" и правительством ХМАО-Югры заключаются с 2005 года. В рамках договоров ООО "РН-Юганскнефтегаз" финансирует строительство, ремонт, благоустройство детских садов и школ, других объектов социальной сферы, перечисляет средства на проведение международных и окружных культурных и спортивных мероприятий.

ООО "РН-Юганскнефтегаз" имеет в собственности обособленное имущество, учитываемое на его самостоятельном балансе. Предприятие может от своего имени приобретать и осуществлять имущественные и личные неимущественные права, нести обязанности, быть истцом и ответчиком в суде. Общество имеет круглую печать, содержащую его полное фирменное наименование на русском языке и указание на место его нахождения, штампы и бланки со своим наименованием, собственную эмблему, а также зарегистрированный в установленном порядке товарный знак и другие средства визуальной идентификации.

ООО "РН-Юганскнефтегаз" несет ответственность по своим обязательствам всем принадлежащим ему имуществом. Общество не отвечает по обязательствам своих акционеров. Государство и его органы не несут ответственности по обязательствам предприятия, равно как и общество не отвечает по обязательствам государства и его органов.

Предприятие является юридическим лицом, пользуется соответствующими правами и выполняет обязанности, связанные с его деятельностью.

Правовое положение Общества, права и обязанности его акционеров определяются Гражданским Кодексом Российской Федерации и Федеральным законом Российской Федерации "Об обществах с ограниченной

ответственностью". Общество учреждено на неограниченный срок деятельности и действует на основании Устава.

Общество является самостоятельным хозяйственным органом, который разрабатывает план своей деятельности и определяет перспективы развития, повышения личных доходов его работников, самостоятельно осуществляет прием и увеличение работающих, занимается вопросами материально-технического снабжения, нормирует и учитывает затраты.

Управление предприятием должно осуществляться на базе определенной организационной структуры. Структура предприятия и его подразделений определяется предприятием самостоятельно. При разработке организационной структуры управления ООО "РН-Юганскнефтегаз" необходимо было обеспечить эффективное распределение функций управления по подразделениям. При этом требовалось выполнить следующие условия:

- решение одних и тех же вопросов не должно находиться в ведении разных подразделений;
- все функции управления должны входить в обязанности управляющих подразделений;
- на данное подразделение не должно возлагаться решение вопросов, которые эффективнее решать в другом подразделении.

Следует отметить, что структура управления может изменяться во времени в соответствии с динамикой масштабов и содержания функций управления, в связи с изменяющимися требованиями окружающего мира и т.п.

3.1.2 Организационная структура управления предприятием

Предприятие возглавляет директор филиала, у которого есть шесть заместителей: главный инженер - первый заместитель директора, главный геолог, начальник финансово-экономического отдела, начальник службы безопасности, начальник отдела кадров, начальник базы производственного обеспечения, начальник вышко-монтажного цеха, начальник транспорта и специальной техники.

Главному инженеру подчиняются следующие отделы: технологический отдел, отдел главного механика, отдел энергетики, отдел охраны труда и промышленной безопасности, районная инженерно-техническая служба, буровые бригады, а так же бригады освоения .

В подчинение у главного геолога находится геологический отдел.

Начальник отдела кадров руководит своим отделом который отвечает за работу с персоналом, менеджерами по обучению, менеджерами по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам.

Начальник финансово-экономического отдела руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов, по учету материалов, по расчетам заработной платы, по налогам, по отчетности.

Начальник службы безопасности руководит работой службы безопасности предприятия. Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз» приведена в приложении 1.

3.1.3 Сметный расчет строительства скважины

3.1.3.1 Нормативная карта выполнения работ по строительству скважины

Нормативную продолжительность цикла строительства скважин определяют по отдельным составляющим его производственных процессов:

- строительно-монтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение и крепление ствола скважины;
- испытание скважин на продуктивность.

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые». Документ содержит нормы

времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих, например вышкомонтажные работы, спуско-подъемные операции (СПО), крепление ствола скважины, испытание на продуктивность и пр.

3.1.3.2 Расчет сметной стоимости строительства скважины.

Расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины

Таблица 40 – Данные о составе скважины

Наименование скважины	Разведочная вертикальная
Проектная глубина, м:	2420
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
- под кондуктор и эксплуатационную колонны	Турбинный
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 273,1 мм на глубину 70 м
- кондуктор	d 177,8 мм на глубину 780 м
- эксплуатационная	d 114,3 мм на глубину 2420 м
Буровая установка	Уралмаш 3000 ЭУК-1М
Оснастка талевого системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950 2 шт
производительность, л/с:	
- в интервале 0-70м	68,88
- в интервале 70-780м	46,08
- в интервале 1100-3000м	15,68
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 203 12 метров d 178 36 метров d 108 96 метров
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 70-780 м	ВЗД D-178.3600.78
- в интервале 780-2420 м	ВЗД D-127.4000.56
Бурильные трубы: длина свечей, м	24
- в интервале 0-70 м	127'10
- в интервале 70-780 м	127'10
- в интервале 780-2420 м	89'11,0
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-70 м	Шарошечное 349,3 STD 221
- в интервале 70-780 м	БИТ 220,7 FD 419S
- в интервале 780-2420 м	БИТ 152,4 513 SMF

По результатам расчетов, приведенных в этом разделе составляется нормативная карта (таблица 38).

Нормативное время на механическое N, ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (12)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле

$$n = H / \Pi, \quad (13)$$

где Π - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны

ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ТСПО, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле 13:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi \cdot n_{\text{СПО}}, \quad (14)$$

где $n_{\text{СПО}}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, 0,0116 с/м

Π – длина интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в

приложении 2.

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени. Принимаем время ОЗЦ направления -4 ч, кондуктора -12 ч, эксплуатационной колонны - 24 ч.

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементировании направления, кондуктора и технической колонны. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отвертывание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле

$$L_c = L_k - L_n, \quad (15)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.- 10 метров

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м квадрата (28 м), переводника с долотом (1 м): $L_n = 28 + 1 = 29$ м

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле

$$L_T = L_c - L_n, \quad (16)$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле

$$N = L_T / l_c, \quad (17)$$

где l_c - длина одной свечи, м

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 8,41 + 67 + 205 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 478,41 \text{ мин} = 7,97 \text{ ч.}$$

Нормативное время на геофизические работы принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в

нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 178,22 часов или 8,47 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $178,22 \times 0,066 = 11,76$ ч.

Общее нормативное время проводки скважины составляет: $178,22 + 11,76 + 25 = 214,98$ ч = 8,96 суток.

Проектная продолжительность $T_{пр}$, ч определяется по формуле

$$T_{пр} = T_n \cdot k, \quad (18)$$

где T_n , - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – 0,05 поправочный коэффициент (количество букв в имени в %).

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{пр} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (19)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{пр}$, $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года, ч.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведен в таблице 41 и 42.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 46.

Уточненный сводный сметный расчет представлен в таблице 41.

Таблица 41 - Нормативная карта вертикальной скважины в Тюменской области

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	349,3 STD 221	500	0,14	0-70	70	0,025	1,75	0,81	2,56
Бурение под кондуктор	БИТ 220,7 FD 419S	900	0,79	70-780	710	0,025	17,75	10,12	27,87
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 152,4 513 SMF	1850	0,89	780-2420	1640	0,035	57,9	34,45	92,35
Итого всего			1,82		2420		77,4		122,78
Крепление: - направления - кондуктора - эксплуатационная									3,6 15,0 33,4
Установка центраторов -направление -кондуктор - эксплуатационная ОЗЦ: -направление -кондуктора - эксплуатационной			- 3 8 -						0,09 0,20 4,0 12,0
Разбуривание цементной пробки (10 м) -направление -кондуктор - эксплуатационной				60-70 770-780 2410-2420					24,0 1,24 2,22 4,52
Промывка скважины (1 цикл) -направление -кондуктор									0,03 0,2 0,78

- эксплуатационная									
Спуск и подъем при ГИС									5,89
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									231,71
Ремонтные работы (3,3 %)									7,65
Общее время на скважину									270,25

Таблица 42 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Затраты зависящие от времени									
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	26372,43	3,00	79117,29	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,398	-		0,11	3104,02	1,22	34426,45	4,04	114002,33
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,58	3,00	59,70	0,11	446,99	1,22	4957,57	4,04	16416,86
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	5650,214	-		0,11	621,52	1,22	6893,26	4,04	22826,86
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1539,668	-		0,11	169,36	1,22	1878,39	4,04	6220,26
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,012	3,00	758,58	0,11	5679,74	1,22	62993,49	4,04	208601,41
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,742	3,00	85,53	0,11	640,39	1,22	7102,53	4,04	23519,84
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,19	-		0,11	156,11	1,22	1731,41	4,04	5733,53
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	268931,4	1,20	1580,40	0,11	29582,4	1,22	328096,3	4,04	1086482,86
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	174241,818	-			0,00	-		4,04	703936,94
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3291,704	-		0,11	362,09	-		-	
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	75625,47	3,00	226876,41	-		1,22	92263,07	4,04	305526,90
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	4741,524	-		0,11	521,57	1,22	5784,66	4,04	19155,76
Плата за подключенную мощность, сут	28361,338	3,00	416,67	0,11	3119,75	1,22	34600,83	4,04	114579,81
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	8453,88	3,00	124,20	-		-			
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	20591,528	-		0,11	2265,07	1,22	25121,66	4,04	83189,77
Эксплуатация трактора, сут	6926,464	3,00	101,76	0,11	761,91	1,22	8450,29	4,04	27982,91
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	3,00	301,20	0,11	2255,18	1,22	25012,05	4,04	82826,79
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	2795,498	147,00	2012,43	-		-		-	
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,018	3,00	507,87	0,11	3802,59	1,22	42174,20	4,04	139658,83
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	3046,664	-		0,11	335,13	1,22	3716,93	4,04	12308,52
Порошок бентонитовый марки А, т	15396,68	-		14,20	218632,86	25,40	391075,67	-	
КМЦ-700 высший сорт, т	407174,8	-		0,17	69219,72	0,38	154726,42	-	
Биолуп LVL, т	66311,908	-		-		-		0,74	49070,81
NaCl, т	44025,52	-		-		-			
Сода кальцинированная марки А, т	3742,986	-		0,09	318,15	0,06	224,58	-	
НТФ, т	187047,2	-		-		-		0,42	78559,82

POLY KEM D, т	66977,6	-		-		-		0,63	42195,89
Барит, т	65344	-		-		-		-	
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6628,332	0,35	11,36	14,51	96177,10	40,32	267254,35	1,40	9279,66
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	4804,826	-		0,80	3843,86	3,50	16816,89	1,03	4948,97
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5607,332	-		6,39	35830,85	63,30	354944,12		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	5605,29	0,82	22,51	0,34	1905,80	0,86	4820,55		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		311975,91		479952,14		1877282,89		3164367,56	
Затраты зависящие от объема работ		5833578,49							
349,3 STD 221	140162,88	-	-	0,14	19622,80	-	-	-	
БИТ 220,7 FD 419S	281734,74	-	-	-		0,79	222570,44	-	
БИТ 152,4 513 SMF	209999,28	-	-	-		-		0,89	186899,4
Износ шурфа на 10 %, м	318,55	-	-	50,00	15927,60	672,00	214066,94	2409	3758,04
Транспортировка груб, т	1002,62	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,7	209,66
Транспортировка долот, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61
Транспортировка вахт, руб									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб		0		40309,08		460245,35 9		190873,67	
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб		8266,35		520261,2195		2337528,2 46		3355241,22	
Всего по сметному расчету, руб		12227832,93							

Таблица 43 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Затрат зависящие от времени							
Оплата труда буровой бригады, сут	28218,40	0,16	4514,94	0,66	18624,14	1,46	41198,86
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4063,58	0,16	650,17	0,66	2681,96	1,46	5932,83
Содержание средств контроля, диспет-черизации и управления процессом бурения, сут	5650,21	0,16	904,03	0,66	3729,14	1,46	8249,31
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	1539,67	0,16	246,35	0,66	1016,18	1,46	2247,92
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	51634,01	0,16	8261,44	0,66	34078,45	1,46	75385,66
Износ бурового инструмента к-т,сут	5821,74	0,16	931,48	0,66	3842,35	1,46	8499,74
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1419,19	0,16	227,07	0,66	936,67	1,46	2072,02
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	268931,40	0,16	43029,02	0,66	177494,72	1,46	392639,84
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	279345,60	0,16	44695,30	0,66	184368,10	1,46	407844,58
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	85641,48	0,16	13702,64	0,66	56523,38	1,46	125036,56
Плата за подключенную мощность,сут	28361,34	0,16	4537,81	0,66	18718,48	1,46	41407,55
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	20591,53	0,16	3294,64	0,66	13590,41	1,46	30063,63
Эксплуатация ДВС, сут	1817,38	0,16	290,78	0,66	1199,47	1,46	2653,37
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	20501,68	0,16	3280,27	0,66	13531,11	1,46	29932,45
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	34569,02	0,16	5531,04	0,66	22815,55	1,46	50470,77
Эксплуатация бульдозера, сут	3757,28	0,16	601,16	0,66	2479,80	1,46	5485,63
Эксплуатация трактора, сут	6926,46	0,16	1108,23	0,66	4571,47	1,46	10112,64
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	1676,48	1,70	2850,02	25,00	41912,05	1,21	2028,54
Башмак колонный БК-273, шт	4696,60	1,00	4696,60	-	-	-	-
Башмак колонный БК-178, шт	13273,00	-	-	1,00	65,00	-	-
Башмак колонный БК-114, шт	9291,10	-	-	-	-	1,00	45,50
Центратор ЦЦ-178/216, шт	5186,68	-	-	3,00	76,20	-	-
Центратор ЦЦ-114/151, шт	3818,54	-	-	-	-	8,00	149,60
ЦОКДМ-273, шт	25647,52	1,00	25647,52	-	-	-	-
ЦКОДМ-178, шт	23095,02	-	-	1,00	113,10	-	-
ЦКОД-114, шт	21441,00	-	-	-	-	1,00	105,00
Продавочная пробка ПП-273, шт	16438,10	1,00	16438,10	-	-	-	-
Продавочная пробка ПП-178, шт	12078,43	-	-	1,00	59,15	-	-
Продавочная пробка ППЦ-114, шт	6150,50	-	-	-	-	1,00	30,12
Головка цементирувочная ГЦУ-273	808632,00	1,00	808632,00	-	-	-	-
Головка цементирувочная ГЦУ-178	677944,00	-	-	1,00	3320,00	-	-

Головка цементирующая ГЦУ-114	588096,00	-	-	-	-	1,00	2880,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		994070,63		605746,88		1244472,12	
Затрат зависящие от объема работ							
Обсадные трубы 273x9,5, м	7598,28	70,00	531879,74	-	-	-	-
Обсадные трубы 178x7,9, м	5825,83	-	-	780,00	4544144,28	-	-
Обсадные трубы 114,3x8, м	4075,83	-	-	-	-	2420,00	9863513,44
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-II-150, т	6115,79	-	-	-	-	0,93	5687,68
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	6534,40	-	-	-	-	18,30	119579,52
Хлористый кальций, т	15850,00	0,11	1743,50	1,03	1795,81	0,19	3059,05
Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,16	2,00	59622,32	3,00	178866,95	5,00	29811,16
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,24	2,79	3424,01	25,87	88579,01	54,80	67252,86
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,88	1,00	7432,88	1,10	8176,17	1,38	10257,37
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,88	1,00	17885,88	2,00	35771,76	2,00	35771,76
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,52	-	-	-	-	1,00	16458,52
Пробег ЦА-320М, км	7514,56	3,00	22543,68	8,50	191621,28	13,00	97689,28
Пробег ЦСМ, км	7514,56	1,00	7514,56	3,80	28555,33	4,00	30058,24
Пробег СКЦ-2М, км	8331,36	-	-	-	-	1,00	8331,36
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3163,06	-	-	16,00	50608,93	24,00	75913,39
Транспортировка обсадных труб, т	3830,79	8,40	32178,65	16,15	519685,24	75,40	288841,7
Транспортировка обсадных труб запаса, т	3830,79	0,25	965,36	0,48	467,72	2,26	8665,25
Транспортировка вахт, руб	172957,40						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб		702564,48	6097735,46		10780135,24		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб		20424724,82					
Всего по сметному расчету, руб		20597682,22					

Таблица 44 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс руб.
Глава 1 Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12680820
Разработка трубопроводов линий передач и др.	47170,2
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	221148,6
Итого по главе 1	12949139
Глава 2 Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	3199201,4
Разборка и демонтаж	267502
Монтаж установки для освоения скважины	88010,2
Демонтаж установки для освоения скважины	31038,4
Итого по главе 2	3585752
Глава 3 Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	12227832,93
Крепление скважины	20597682,22
Итого по главе 3	32825515,14
Глава 4 Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2327929,008
Итого по главе 4	2327929,008
Глава 5 Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования	3585651,30
Итого по главе 5	3585651,30
Глава 6 Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины	230205,28
Эксплуатация котельной	600756,4
Итого по главе 6	830961,68
Итого по главам 1-6	56104947,93
Глава 7 Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ	9201211,46

Итого по главе 7		9201211,46
Глава 8		
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7		5224492,75
Итого по главе 8		5224492,75
Глава 9 Прочие работы и затраты		
Выплата премий		3244410,00
Выплаты за работу в районах крайнего севера		2045388,91
Выплаты за подвижной характер работы		1269551,74
Лабораторные работы		52730,17
Топографо-геодезические работы		25729,2
Скважины на воду		966274,4
Итого по главе 9		7604084,42
Итого по главам 1-9		78134736,56
Глава 10		
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)		156269,47
Итого по главе 10		156269,47
Глава 11 Проектные и исследовательские работы		
Изыскательские работы		162134,8
Проектные работы		782494,4
Итого по главе 11		944629,2
Глава 12 Резерв средств на непредвиденные работы и затраты		
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)		39617817,62
Итого по главе 12		39617817,62
Итого по сводному сметному расчету		118853452,86
НДС 18%		21393621,51
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента		140247074,37

3.1.3.3 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (20)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (21)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (22)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p, \quad (23)$$

где p - количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{с1м} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (24)$$

где $C_{см}$ - сметная стоимость строительства скважины, руб;

$П_n$ - плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 45.

Таблица 45 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2420
Продолжительность бурения, сут.	11,26
Механическая скорость, м/ч	31,47
Рейсовая скорость, м/ч	19,79
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	6447,4
Проходка на долото, м	1329,7
Стоимость одного метра	55794,46

3.2 Социальная ответственность

3.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Приведем весь перечень факторов в таблице 46.

Таблица 46 - Перечень вредных производственных факторов

Виды работ	Факторы ГОСТ 12.0.003-2015		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Бурение СПО Крепление ОК Приготовление и очистка бурового раствора Ремонтные работы	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Недостаточная освещенность. 4. Вредные вещества. 5. Пониженная или повышенная температура окружающего воздуха. 6. Запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.	Движущиеся машины и механизмы. Электрический ток. Пожаробезопасность Давление. Работа на высоте.	ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.007-76 СН 2.2.4/2.1.8.562-96 СН 2.2.4/2.1.8.566 СанПиН 2.2.4.548-96 СП 60.13330.2012 ПБ 03-576-2003 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 СП 52.13330.2011 СанПиН 2.22.3359-16 ГОСТ 12.1.029-80 СН2.2.4./2.1.8.566-96 ПБ 08-624-03 ПБ 10-115-96 ГОСТ 13862-90 ПОТ Р М-012-2000 ГОСТ 12.1.044-84

Источниками шума на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, различные движущиеся машины и механизмы. К методам защиты работающих от действия шума относятся средства коллективной защиты, такие как: кожухи, глушители шума; средства индивидуальной защиты.¹

Источниками вибрации на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, различные движущиеся машины и механизмы. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.029-80. К методам защиты

¹ [СанПиН 2.22.3359-16]

работающих от действия вибрации относятся средства коллективной защиты: кожаные, виброизолирующие площадки; средства индивидуальной защиты².

Источником воздействия токсичных вредных веществ на буровой является, в первую очередь, работа с хим. реагентами для приготовления бурового раствора. Вредными веществами являются: кислоты, щелочи, летучие углеводороды. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты.

Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. К методам защиты работающих относят спецодежду, использование укрытий.

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, хим. реагенты. С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;
- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;
- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

3.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы. Наибольшую опасность представляет работа с буровой лебедкой, силовыми приводами, механизмами очистки бурового раствора, а также СПО. Безопасность при работе с

² [СН 2.2.4./2.1.8.566-96]

движущимися машинами и механизмами следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 08-624-03.

Давление в системах работающих механизмов и трубопроводах. Особое внимание следует уделять работе с циркуляционной системой, где давление жидкости достигает значительных величин, вследствие чего авария может привести к человеческим жертвам. Безопасность при работе с оборудованием, работающим под давлением, следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 10–115–96 и ПБ 03-576-2003.

Работа на высоте. К высотным работам на буровой относят работу верхового при СПО, различный ремонт буровой вышки. Безопасность при высотных работах должна регламентироваться по ПОТ Р М-012-2000. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты.

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000 г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

- устанавливать молниезащиту;
- устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;
- выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
- организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять омеднённый инструмент;
- устанавливать коммутирующую аппаратуру;
- проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
- соблюдать правила хранения и эксплуатации горюче смазочных материалов.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств;
- применение защитного заземления буровой установки;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

3.2.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефте-газо-проявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации против террористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

Разрабатываются мероприятия по осуществлению неотложных аварийно-восстановительных работ на случай разрушения буровой установки при применении ОМП противником.

3.2.4 Правовые и организационные мероприятия

К выполнению буровых работ допускаются лица, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Каждый рабочий должен быть проинструктирован по безопасности труда. Работники в зависимости от условий работы и принятой технологии производства должны быть обеспечены соответствующими средствами индивидуальной и коллективной защиты. Каждый участок, место, где обслуживающий персонал находится постоянно, необходимо оборудовать круглосуточной телефонной (радиотелефонной) связью с диспетчерским пунктом или руководством участка данного объекта. На рабочих местах, а также в местах, где возможно воздействие на человека вредных и (или) опасных производственных факторов,

должны быть размещены предупредительные знаки и надписи. При возникновении несчастного случая пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт, а также сообщить о случившемся руководителю подразделения [6].

Рабочий несет ответственность за:

1. соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
2. выполнение требований инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаробезопасности и электробезопасности;
3. качественное выполнение работ;
4. сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
5. аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Перед началом работ рабочий должен:

1. проверить наличие защитных средств;
2. проверить наличие средств пожаротушения;
3. ознакомиться с условиями производства и характером работ и поучить разрешение на производство работ у лица, ответственного за безопасное производство работ.

Перед началом работ должны быть определены опасные зоны, в которых возможно воздействие опасных производственных факторов, связанных или не связанных с технологией и характером выполняемых работ.

Все работники лаборатории обязаны пройти инструктаж по технике безопасности: знать меры при возникновении ЧС, расположение первичных средств пожаротушения, план эвакуации и нахождение кнопок оповещения.

Существуют некоторые правила, которые необходимо соблюдать работнику лаборатории [7]:

- к работе не допускаются лица, не прошедшие инструктаж (периодичность для студентов- 2 раза в год);
- продолжительность работы в лаборатории составляет не более 8 часов в день (перерывы через каждые 45-50 минут);
- работа с химическими веществами запрещена беременным женщинам и несовершеннолетним;
- периодичность медосмотров- раз в год.

Законодательством об охране труда для работников, занятых на работах с вредными условиями труда или связанных с загрязнением, устанавливаются компенсации и льготы:

Согласно ст.117 Трудового Кодекса Российской Федерации [8], в соответствии со «Списком производств, цехов, профессий и должностей с вредными условиями труда» утвержденным Постановлением Государственного Комитета Труда СССР № 298/П-22, утвержденным 25 октября 1974 г., для работников следующих профессий, устанавливается дополнительный отпуск в рабочих днях:

машинист буровой установки – 6 рабочих дней;

картограф, топограф, чертежник, занятые составлением, вычерчиванием топографических, географических, геологических, морских и специальных планов и карт – 6 рабочих дней;

Согласно ст. 221 Трудового Кодекса РФ и ст. 37 Конституции Российской Федерации [9] работникам выдаются бесплатно по установленным нормам специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (средства защиты рук, средства защиты ног, средства защиты головы, средства защиты лица, средства защиты глаз, средства защиты органов слуха, средства защиты органов дыхания [10]).

В соответствии со ст. 27 Федерального закона №173-ФЗ от 17.12.2001 г (ред. От 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации», сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии имеют следующие лица:

- мужчины по достижении возраста 55 лет, женщины по достижении возраста 50 лет, если они проработали соответственно не менее 12 лет 6 месяцев и 10 лет в экспедициях, партиях, отрядах, на участках и в бригадах непосредственно на полевых геолого-разведочных, поисковых, топографо-геодезических, геофизических, гидрографических, гидрологических, лесоустроительных и изыскательских работах и имеют страховой стаж соответственно не менее 25 и 20 лет;

За выполнение тяжелых работ, работ с вредными или опасными условиями труда предусмотрены такие компенсационные доплаты и надбавки, как:

- до 12% тарифной ставки (оклада) за нахождение на рабочем месте с вредными условиями труда не менее 50% рабочего времени (лаборант химического анализа);
- за каждый час ночной работы - 40% часовой тарифной ставки (оклада);
- за работу в выходной и нерабочий праздничный день оплата производится в двойном размере.

Проектируемые работы будут проводиться на территории г. Новосибирска, Новосибирской области, согласно Справочнику базовых цен на инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания для строительства данный район приурочен к районам, где к заработной плате работников применяется коэффициент 1,2.

3.2.5 Экологическая безопасность

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

- на основании норм отвода земельных участков и, руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза, образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;

- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;

- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

На этапе бурения и крепления скважины, для защиты окружающей среды от вредного воздействия должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 “Оборудование противовыбросовое”;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом, например типа цементовозов или смесительных машин;

- транспортировку жидких веществ (нефть, хим. реагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных ёмкостях;

- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды после мытья пола буровой или оборудования должны быть собраны в

специальную ёмкость и подлежат утилизации при помощи оборудования для безамбарного бурения.

Для надёжной охраны недр в процессе бурения скважины необходимо:

- строго соблюдать запроектированную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытия интервалов поглощений бурового раствора;

- создать по всей длине интервалов цементирования колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых, за колонных перетоков;

- при ликвидации и консервации скважин производить все работы согласно требованиям “Инструкции о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недрами (Госгортехнадзор России, 02. 06. 99 г.) “Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов” (Госгортехнадзор России, 22. 03. 2000 г.). [3]

После окончания бурения скважины и её крепления с последующим демонтажем оборудования необходимо приступить к рекультивации земель:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все ямы, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76 ОП):

ГОСТ 17.1.02-79, охрана гидросферы;

ГОСТ 17.2.02-79, охрана атмосферы;

ГОСТ 17.4.02-79, охрана почв;

ГОСТ 17.5.02-79, охрана земель;

ГОСТ 17.6.02-79, охрана флоры.

Загрязнение атмосферного воздуха в период производства работ будет происходить от работающих самоходной техники, дизельных установок, котельной и при сжигании флюидов, получаемых в результате испытания скважин [11]. Для сокращения выбросов в проекте предусмотрены ограничения по продолжительности испытания в соответствии с РД 153-39.0-109-01, гидрозатворы и поддоны в выхлопных коллекторах.

Потенциальное воздействие на подземные воды заключается в проникновении загрязнителей, как с дневной поверхности, так и в процессе бурения и испытания скважины через ее ствол. Протекающие или аварийные резервуары, ливневые стоки с промышленной площадки могут привести к миграции загрязнителей в подземные воды. Для предотвращения этих явлений предусматривается обваловка по периметру буровой площадки, а также гидроизоляция амбаров. Водозабор обустраивается зоной санитарной охраны строгого режима. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

Буровой шлам образуется в процессе бурения. Для нейтрализации шлама используется сульфат алюминия и ПАА. В ходе рекультивации производится отверждение шлама цементом (40-50 % от объема). Прочность цементного камня достигает 6-7 кг/м². Размещение бурового шлама производится в грунтовом шламонакопителе. В ходе работ металлолом собирается на специальной площадке. Площадка оборудована дощатым покрытием [11].

Древесные отходы образуются при лесосведении при обустройстве площадки. Хранятся на специальной площадке. Сжигаются на площадке сжигания продуктов испытания в пожаробезопасный период.

Для сбора отработанных горюче-смазочных материалов оборудуются 3 металлические емкости объемом по 1 м³ под каждый вид масла. Емкости размещаются на складе ГСМ. Сжигаются совместно с продуктами испытания.

ТБО размещается в 4-х металлических контейнерах объемом по 1 м³. Контейнеры размещаются на бетонированных площадках размерами 2х3 м. На площадке устанавливается по два контейнера под горючие и негорючие отходы. Горючие отходы сжигаются на площадке для сжигания продуктов испытания. Негорючие ТБО размещаются в грунтовом шламонакопителе. Для сбора и утилизации продуктов испытания устраивается ловушка в пониженной части рельефа в 100 м от устья скважины. Ловушка обваловывается привозным грунтом высотой не менее 0,8 м и шириной поверху не менее 0,5 м. По дну ловушки устраивается противодиффузионный экран. Общие правила утилизации отходов должны соответствовать ГОСТ Р 52108-2003.

Проникновение проектируемого промывочного раствора на значительное расстояние от ствола скважины недопустимо. При проходке скважины в интервалах водоносных отложений, перспективных для организации хоз. питьевого водоснабжения, должен использоваться глинистый раствор без опасных примесей. Должны быть определены зоны возможных осложнений и предусмотрены мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Согласно проведенного анализа геолого-технического условия бурения разведочной скважине, требованиям промышленной безопасности в нефтегазовой отрасли и технико-экономическим обоснованиям тип и рецептура промывочной жидкости для бурения интервалов:

1. интервал бурения от 0 до 70 метров под направление – бентонитовый буровой раствор с плотностью 1190 кг/м³

2. интервал бурения от 70 до 780 метров под кондуктор – полимерглинистый буровой раствор с плотностью 1150 кг/м³

3. интервал бурения от 780 до 2283 метров под эксплуатацию – полимерглинистый буровой раствор с плотностью 1060 кг/м³

4. Интервал бурения 2283-2420 под эксплуатационную колонну - КСЛ/полимерный (биополимерный) буровой раствор с плотностью 1060кг/м³, для первичного вскрытия продуктивного пласта;

СПИСОК ИПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
2. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
3. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
4. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
5. ГОСТ 12.3.009-76 - Система стандартов безопасности труда. Работы погрузочно-разгрузочные. Общие требования безопасности;
6. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
7. ГОСТ 12.4.125-83 - Система стандартов безопасности труда. Средства коллективной защиты работающих от воздействий механических факторов. Классификация;
8. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
9. ГОСТ 23407-78 - Ограждения инвентарные строительных площадок и участков производства строительного-монтажных работ. Технические условия;
10. ГОСТ 12.1.019-79 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
11. ГОСТ 12.1.030-81 - Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление;
12. ГОСТ 12.1.006-84 - Система стандартов безопасности труда. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля;

13. ГОСТ 12.1.038-82- Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов;
14. ГОСТ 12.1.003-2014 - Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности;
15. ГОСТ12.1.012-90 - Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;
16. ГОСТ 12.4.002-97 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты рук от вибрации. Технические требования и методы испытаний;
17. ГОСТ 12.4.024-86 - Система стандартов безопасности труда. Обувь специальная виброзащитная. Общие технические требования;
18. ГОСТ 12.1.007-76 - Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности;
19. ГОСТ 12.1.004-91 - Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования;
20. ГОСТ 12.1.045-84 - Система стандартов безопасности труда. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля;
21. СП 52.13330.2011 - Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;
22. СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
23. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 - Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы;
24. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах;
25. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 - Производственная вибрация. Санитарные нормы;

26. ГОСТ 31192.2-2005 (ИСО 5349-2:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека. Часть 2. Требования к проведению измерений на рабочих местах;
27. СН 2.2.4/2.1.8.562-96 - Шум на рабочих местах, Санитарные нормы;
28. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования;
29. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
30. СНиП 2.04.05- 91 - Отопление, вентиляция и кондиционирование;
31. ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты;
32. ПУЭ Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн., – М.; Изд-во стандартов 2006. – 331 с. Утверждены Приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204;
33. Техника безопасности при геологоразведочных работах. И.А. Шенгер и др. – Л.: Недра, 1970 – 264 с;
34. ГОСТ 12.4.026-2001 - Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
35. ГОСТ Р 22.0.02-2016 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения;
36. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
37. ГОСТ 17.2.1.03-84 «Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения»;
38. ГОСТ 17.4.3.04-85 «Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения»;

39. Бабаян Э. В., Черненко А. В. Инженерные расчёты при бурении. – М.: Инфра-Инженерия, 2016. - 440с.
40. Басарыгин Ю.М., Булатов А. И., Проселков Ю. М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 679 с.: ил.
41. Булатов А. И., Проселков Ю. М., Шаманов С. А. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин: учеб. для ВУЗов. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 1007 с.: ил.
42. Ганджумян Р. А., Калинин А. Г., Сердюк Н. И. Расчёты в бурении: справочное пособие. – М: РГГРУ, 2007. - 668с.;
43. Гульянц Г.М. Справочное пособие по противовыбросовому оборудованию скважин. М., Недра, 1983, 384с.
44. Епихин А. В., Ковалев А.В.. Методические указания к выполнению курсового проекта.
45. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – 3 изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1990. – 303с.
46. Методика контроля параметров буровых растворов: РД 39-00147001-773-2004 от 05.05.2017 г.
47. Методические указания по определению объемов отработанных бурильных растворов и шламов при строительстве скважин: РД 39-3-819-91 от 05.05.2017 г.;
48. <http://www.vniibt-bi.ru> – «Буринтех».
49. <http://burintekh.ru> – «ВНИИБТ».

Приложение 1– Организационная структура ООО «РН-Юганскнефтегаз»



Приложение 2– Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-70	349,3	500	11	24	0-70	0,0116	0,81
II	70-780	220,7	900	12	32	70-100	0,0117	0,351
						100-200	0,0128	1,28
						200-300	0,0141	1,41
						300-400	0,0141	1,41
						400-500	0,0141	1,41
						500-600	0,015	1,5
						600-700	0,0153	1,53
						700-780	0,0154	1,23
Итого								10,121
III	702-3000	152,4	1850	12	32	780-800	0,0154	0,31
						800-900	0,0155	1,55
						900-1000	0,0161	1,61
						1000-1100	0,0172	1,72
						1100-1200	0,0183	1,83
						1200-1300	0,0185	1,85
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0194	1,94
						1500-1600	0,0205	2,05
						1600-1700	0,0225	2,25
						1700-1800	0,0228	2,28
						1800-1900	0,0235	2,35
						1900-2000	0,0241	2,41
						2000-2100	0,0244	2,44
						2100-2200	0,0247	2,47
						2200-2300	0,025	2,5
2300-2400	0,0251	2,51						
2400-2420	0,0248	0,506						
Итого								34,59
Итого								45,39

Приложение 3- Сравнительный анализ колонных головок

Колонная головка предназначена для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, а также для подвески обсадных колонн и установки фонтанной арматуры. Колонная головка обеспечивает возможность контроля за давлениями во всех межтрубных пространствах.

КОЛОННЫЕ ГОЛОВКИ: Требования, предъявляемые к колонным головкам:

- надёжная герметизация межколонных пространств;
- возможность контроля за давлением в межколонном пространстве;
- быстрое и надёжное закрепление обсадных колонн;
- возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн с различными диаметрами;
- быстрый и удобный монтаж;
- минимально возможная высота колонных головок. Во время бурения на ней монтируются превенторы противовыбросового оборудования, демонтируемые после окончания бурения. После бурения с колонной головки демонтируют превенторы и устанавливают фонтанную арматуру. Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации.

Существует много видов колонных головок. Они отличаются друг от друга как конструкцией так и способами их крепления к техническим колоннам, а так же установкой в них эксплуатационных колонн. В данной работе рассмотрим колонные головки двух видов. Колонную головку клинового и муфтового вида. Рассмотрим конструкцию обеих колонных головок, способы их установки на кондуктор и подвешивания на них эксплуатационных колонн. Колонная головка клинового типа рис.(1 http://vmz-service.ru/assets/images/produkcija/kolonne_golovki/kolonne_golovki_1flanets.jpg и 2) <http://neftera.ru/upload/iblock/cb3/cb3f7258b0c6153af1120141f6605136.jpg> устанавливается на зацементированный кондуктор после выдержки застывания цемента. На кондуктор наворачивается нулевой переводник, а на него наворачивается сам корпус колонной головки. Большинство клиновых

колонных головок имеют в верхней части фланцевое соединение для установки на него ПВО, что исключает установки дополнительных переводных катушек под ПВО. После установки ПВО продолжаем бурение под эксплуатационную колонну. После спуска эксплуатационной колонны ее необходимо оставить в натянутом положении при не разгружая на клинья. Необходимо в конце промывки перед началом цементации снять клинья ПКР и вкладыши ротора, и разгрузить колонну на стол ротора оставив ее на элеваторе. Высоту на которой должна остаться муфта колонны мы подбираем мерой эксплуатационной колонны, допускной трубой. После цементации и отворота цементировочной головки нам необходимо произвести демонтаж ПВО для того чтобы установить клиновой захват в колонную головку и тем самым зафиксировать эксплуатационную колонну в колонной головке. Затем обрезаем допускную трубу при этом оставляем эксплуатационную колонну выше колонной головки такой длиной чтобы смогли произвести монтаж пакеров и фонтанной арматуры. Работы с клиновой головкой весьма трудоемки, тратится довольно много времени, а также в ее составе много резиновых уплотнителей (пакеров) их довольно сложно устанавливать и они не герметичны что ведет к дополнительным затратам как материальным так и затрат за трудочасы персонала.

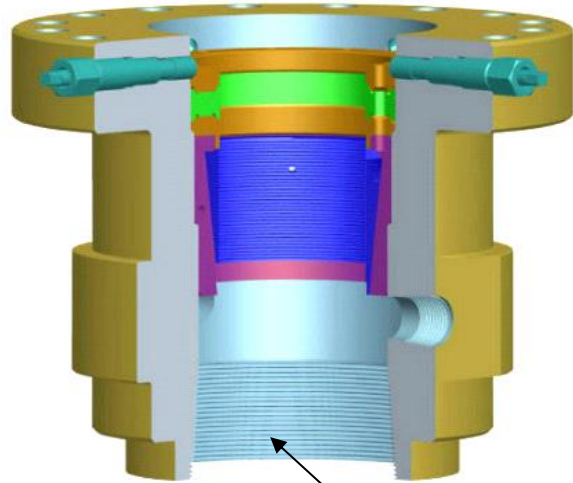


рис 1 Колонная головка клиновья

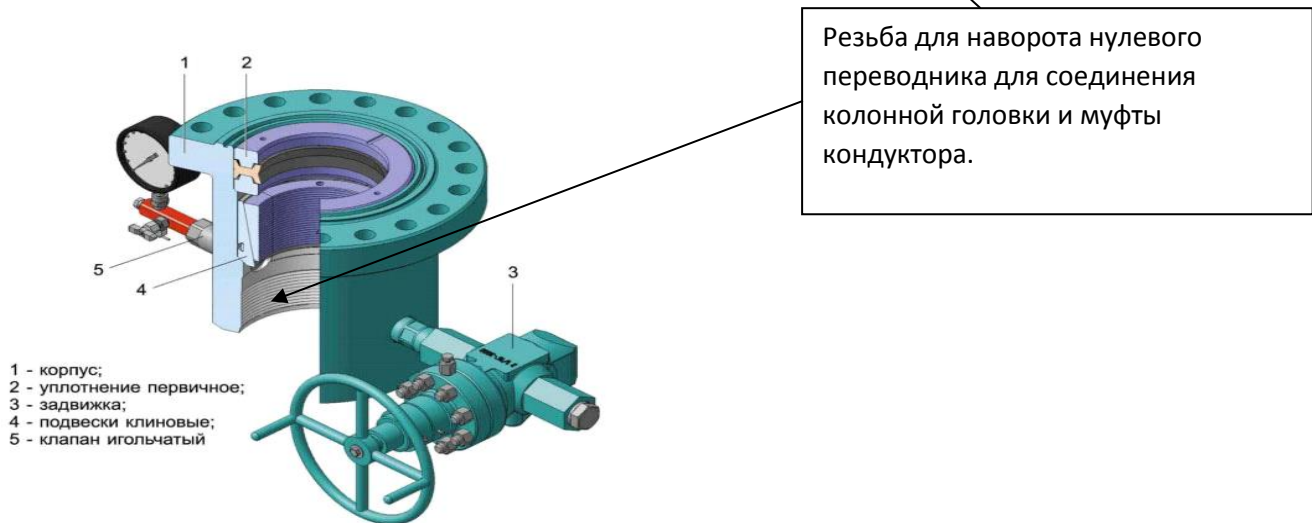


рис 2 Колонная головка клиновья

Колонная головка муфтовая фото 3 также устанавливается на кондуктор после выдержки затвердевания цемента. Наворот внешнего корпуса головки производим сразу на кондуктор не применяя при этом дополнительных переводников между кондуктором и колонной головкой. После установки

внешнего корпуса колонной головки на кондуктор меняем сменный фланец на колонной головке на фланец под установку на него ПВО. Производим монтаж установку и монтаж ПВО. После спуска эксплуатационной колонны наворачиваем на последнюю трубу эксплуатационной колонны нулевой переводник а на него наворачиваем внутренний корпус колонной головки (арбуз). На арбуз наворачиваем допускную трубу на которой опускаем и сажаем эксплуатационную колонну на посадочное место в наружном корпусе колонной головке. Циркуляция бурового раствора происходит через выемки которые имеются во внутреннем корпусе колонной головке. После цементирования эксплуатационной колонны и отворота допускной трубы можно сразу приступать к демонтажу ПВО так как колонна уже разгружена на колонную головку. В этом и заключается простота и экономия времени на установку колонной головки муфтового типа. Пакер состоит из двух металлических колец которые соответствуют наружному диаметру внутреннего корпуса колонной головки и резинового уплотнителя. Распакеровка пакера происходит в результате расширения резинового уплотнителя путем сдавливания его между металлическими кольцами, путем заворота стяжных болтов.

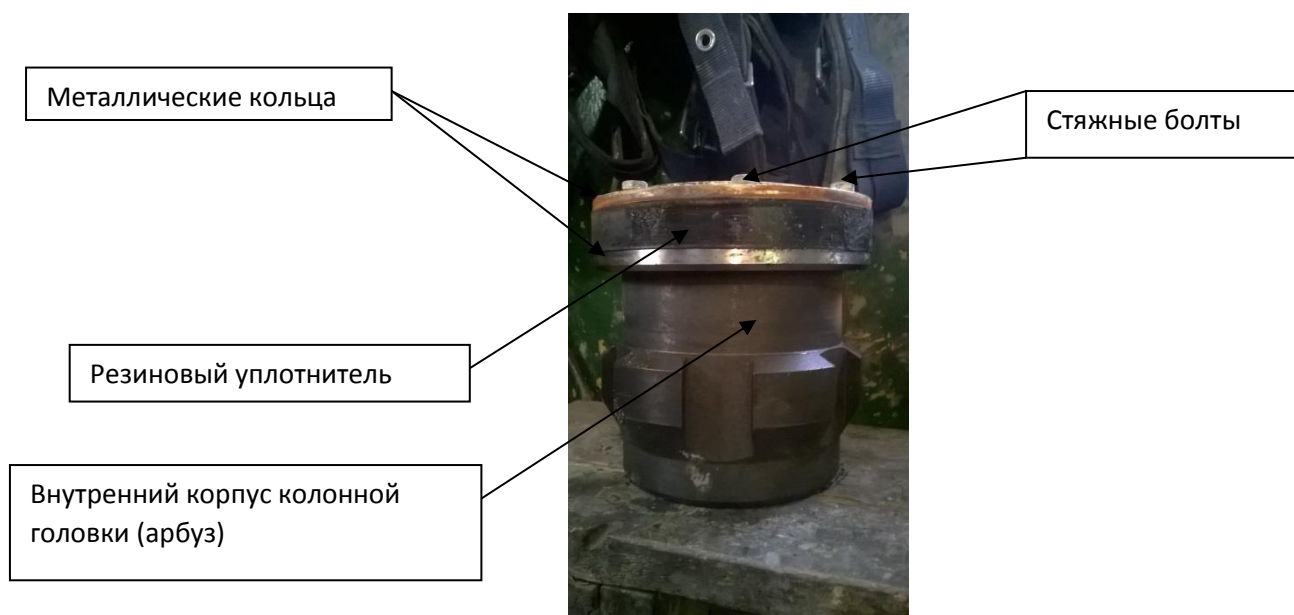


Фото внутреннего корпуса и пакера



Сменный фланец. Вместо него наворачивают фланец для монтажа ПВО.

Наружный корпус колонной головки.

Резьба для наворота на муфту кондуктора.

Фото колонной головки муфтовой

Единственным недостатком муфтовой колонной головки является тот момент что необходимо точно промерять и подгонять эксплуатационную колонну так как внутренний корпус колонной головки устанавливается жестко в корпус колонной головки. А следовательно вся техническая оснастка для цементирования эксплуатационной колонны должна находиться в скважине на глубине согласно плана работ.

Рассмотрев два вида колонных головок клинового и муфтового типа и выяснили что муфтовая колонная головка по своим характеристикам более удобная в использование как при монтаже ее на кондуктор так и установке на нее эксплуатационной колонны, простота пакера и установка и его обслуживание. Таким образом удобнее использовать муфтовую колонную головку чем клиновую головку.

Приложение 4